



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
ESCOLA POLITÉCNICA
Curso de Engenharia Civil
Departamento de Mecânica Aplicada e Estruturas

**ANÁLISE DE FADIGA EM “RISERS” SUBMETIDOS A VIBRAÇÕES INDUZIDAS
POR DESPRENDIMENTO DE VÓRTICES (VIV)**

VIVIAN DE CARVALHO RODRIGUES

Projeto de Final de Curso apresentado ao corpo docente do Departamento de Mecânica Aplicada e Estruturas da Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como requisito para obtenção do título de Engenheiro Civil.

Aprovado por:

Gilberto Bruno Ellwanger
Prof. Associado, D.Sc., EP/UFRJ
(Orientador)

José Renato Mendes de Sousa
Prof. Adjunto, D.Sc., EP/UFRJ
(Orientador)

Roberto Fernandes de Oliveira
Prof. Associado, D.Sc.,
COPPE/UFRJ

José Antônio Fontes Santiago
Prof. Associado, D.Sc.,
COPPE/UFRJ

Maio/2011

Dedicado aos meus avós (Moreira e Zulmira) e à minha madrinha Miriam.

AGRADECIMENTOS

Antes de tudo, gostaria de agradecer a Deus, quem eu mais confio e sempre confiei durante toda a minha vida. Se não fosse por Ele não estaria terminando a faculdade atualmente.

Depois Dele, meu principal agradecimento vai para minha família, que sempre me apoiou e acompanhou meus estudos desde o ensino fundamental. Aos meus pais (Marilza e Arthur) que se dedicaram muitos anos para me oferecer infra-estrutura necessária para que eu aproveite o máximo da escola e faculdade, mesmo com muita dificuldade em determinados momentos. Muito Obrigada.

Queria agradecer ao meu irmão (William) por me ajudar sempre que precisei de ajuda ou algum conselho. Obrigada.

O próximo agradecimento é para os amigos e colegas, que apesar de alguns desencontros muitos foram de extrema importância para que sejam superadas certas barreiras que muitas vezes atravessou nosso caminho durante estes cinco anos de graduação.

Agradecer ao professor Gilberto por me orientar nesses últimos meses e vibrar por cada conquista alcançada ao longo do projeto. Obrigada por compreender quando muitas vezes não tinha tempo de me dedicar aos deveres da iniciação. Mas apesar de tudo deu certo. Obrigada por acreditar nisto.

Também queria agradecer a outros colaboradores, que apesar de uma passagem rápida por este trabalho, suas participações foram essenciais para que seja alcançado o objetivo final do projeto. Obrigada Bruno Guigon (engenheiro da Technip) e professor José Santiago.

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo avaliar a fadiga em “risers” rígidos submetidos às vibrações induzidas por desprendimentos de vórtices. Serão realizadas análises para avaliar a influência do perfil de corrente utilizado (constante / variável) em um “riser” de perfuração.

Um estudo de sensibilidade das frequências naturais de vibração no modelo de viga será realizado a partir de um modelo bi-rotulado, adicionando-se molas rotacionais na base do mesmo. Para isto serão utilizadas três metodologias de determinação das frequências naturais de vibração:

- Analítica Aproximada (Mathcad®);
- Numérico baseado em Análise Matricial de estruturas (Mathcad®);
- Utilização de um programa comercial para comparação dos resultados (Deeplines®);

A partir dos resultados obtidos através do software Mathcad® e confrontados com os do programa comercial consolidado (Deeplines®), será verificada qual a sua influência nos danos acumulados para determinação de vida em fadiga.

A vida em fadiga será calculada a partir da Regra dos Danos Acumulados de Miner.

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO	1
1.1 GERAL.....	1
1.2 OBJETIVO.....	3
1.3 MOTIVAÇÃO	3
1.4 ESCOPO.....	3
2. CONCEITOS E TECNOLOGIAS DE EXPLOTAÇÃO DO PETRÓLEO....	5
2.1 NOÇÕES DE GEOLOGIA DE PETRÓLEO	5
2.1.1 ORIGEM DO PETRÓLEO	5
2.1.2 MIGRAÇÃO DO PETRÓLEO	6
2.1.3 APRISIONAMENTO (ROCHA SELANTE)	6
2.1.4 ROCHA-RESERVATÓRIO	9
2.2 FASES DA EXPLORAÇÃO DO PETRÓLEO	10
2.2.1 PROSPECÇÃO DE PETRÓLEO.....	10
2.2.2 PERFURAÇÃO.....	14
2.2.3 FASE DE PRODUÇÃO: COMPLETAÇÃO DO POÇO E POSTERIOR EXPLOTAÇÃO	25
2.3 UNIDADES DE PERFURAÇÃO MARÍTIMA E ESTRUTURAS DE SISTEMAS DE EXPLOTAÇÃO SUBMARINA	33
2.3.1 PLATAFORMAS FIXAS	33
2.3.2 PLATAFORMAS AUTO-ELEVÁVEIS	35
2.3.3 PLATAFORMAS DE CONCRETO	36
2.3.4 PLATAFORMA SEMI-SUBMERSÍVEL	37
2.3.5 NAVIOS-SONDA	39
2.3.6 PLATAFORMA “TENSION-LEG”	40
2.3.7 PLATAFORMAS TIPO “SPAR BUOY”	41
2.3.8 NAVIOS TIPO “FPSO” E “FSO”	42
3. RISERS.....	44
3.1 DESCRIÇÕES DE UM SISTEMA DE RISERS.....	44
3.1.1 CONCEITOS FUNDAMENTAIS	44
3.1.2 FUNÇÕES DE UM RISER.....	44
3.1.3 PRINCIPAIS CONFIGURAÇÕES DE UM RISER FLEXÍVEL.....	45
3.1.4 COMPONENTES DE UM FLEXÍVEL.....	48
3.1.5 RISERS RÍGIDOS EM CATENÁRIA E RISERS RÍGIDOS TRACIONADOS NO TOPO	49
3.2 RISER RÍGIDO EM CATENÁRIA (SCR-“Steel Catenary Riser”)	52

3.2.1	SELEÇÃO DO MATERIAL, ESPESSURA DE PAREDE, E CONDIÇÃO DE SERVIÇO	52
3.2.2	ANÁLISES DE PROJETO	53
3.2.3	ACESSÓRIOS DE UM SCR	54
3.2.4	RESISTÊNCIA DE PROJETO: DESAFIOS E SOLUÇÕES	55
3.2.5	FADIGA: DESAFIOS E SOLUÇÕES	56
3.3	RISER RÍGIDO TRACIONADO NO TOPO (TTR-“Top Tensioned Riser”) .	57
3.3.1	SISTEMAS E CONFIGURAÇÕES DE UM TTR	57
3.3.2	CONSIDERAÇÕES DE PROJETO	59
3.3.3	COMPONENTES DE UM TTR	60
3.4	RISER RÍGIDO DE PERFURAÇÃO (“Drilling Riser”)	64
3.4.1	EQUIPAMENTOS DE UMA UNIDADE DE PERFURAÇÃO	64
3.4.2	CRITÉRIOS DE PROJETO	69
3.4.3	MODELOS DE ANÁLISE	69
3.4.4	METODOLOGIAS DE ANÁLISE	70
4.	FADIGA	74
4.1	INTRODUÇÃO	74
4.2	ALTO CICLO E BAIXO CICLO DE FADIGA	75
4.3	FASES DA FADIGA	75
4.4	CARREGAMENTOS DE FADIGA	77
4.4.1	CARREGAMENTO COM AMPLITUDE CONSTANTE	78
4.4.2	CARREGAMENTO COM AMPLITUDE VARIÁVEL	79
4.5	CURVAS S-N (“Stress-Number”)	80
4.5.1	CLASSIFICAÇÃO DAS CURVAS S-N SEGUNDO DNV (2005)	82
4.5.2	LEI DOS DANOS ACUMULADOS DE MINER	86
4.6	CONCENTRAÇÕES DE TENSÕES (“Stress Concentration Factor”-SCF) ...	87
4.6.1	CONCENTRADORES DE TENSÃO SEGUNDO A DNV (2005)	88
5.	O FENÔMENO DE VIBRAÇÕES INDUZIDAS POR VÓRTICES (VIV) 100	
5.1	SURGIMENTO DE VÓRTICES	100
5.1.1	EXPERIMENTO DE REYNOLDS	100
5.1.2	CAMADA LIMITE	101
5.1.3	TURBULÊNCIA	103
5.1.4	SEPARAÇÃO DO ESCOAMENTO	104
5.2	ANÁLISE ADIMENSIONAL	107
5.3	COMPORTAMENTO DO FLUIDO X NÚMERO DE REYNOLDS	109
5.4	NÚMERO DE STROUHAL	111
5.5	FORÇAS ATUANTES SOBRE UM CILINDRO: FADIGA INDUZIDA PELO VIV	113

5.6	SUPRESSORES DE VÓRTICES	116
6.	MODELO DE ANÁLISE DO VIV	118
6.1	TEORIA E FORMULAÇÕES (Modelo Analítico)	118
6.1.1	RAZÃO DE MASSA	118
6.1.2	MÍNIMA E MÁXIMA FREQUÊNCIA DE EXCITAÇÃO	118
6.1.3	ANÁLISE MODAL DA ESTRUTURA: CÁLCULO ANALÍTICO DAS FREQUÊNCIAS NATURAIS DE VIBRAÇÃO	119
6.1.4	VELOCIDADE REDUZIDA: DEFINIÇÃO DA REGIÃO DE EXCITAÇÃO DO RISER (Região do “Power-in”)	122
6.1.5	ANÁLISE DINÂMICA DA ESTRUTURA: DETERMINAÇÃO DA FORÇA DE SUSTENTAÇÃO (“POWER IN”) E AMORTECIMENTO (“POWER- OUT”)	123
6.1.6	RELAÇÃO A/D	126
6.2	VERIFICAÇÃO DA VIDA ÚTIL EM FADIGA	127
6.2.1	CÁLCULO DA DUPLA AMPLITUDE TENSÃO	127
6.2.2	DETERMINAÇÃO DOS DANOS ACUMULADOS E VIDA ÚTIL.....	128
7.	METODOLOGIAS PARA DETERMINAÇÃO DE FREQUÊNCIAS NATURAIS DOS MODOS DE VIBRAÇÃO E CURVATURA	129
7.1	MODELO ANALÍTICO	130
7.2	MODELO NUMÉRICO	133
7.3	SOFTWARE DEEPLINES®	136
7.4	RESULTADOS	137
7.4.1	FREQUÊNCIAS NATURAIS	137
7.4.2	MODOS DE VIBRAÇÃO	143
7.4.3	CURVATURAS	155
7.5	DISCUSSÕES SOBRE OS RESULTADOS	163
8.	ANÁLISE DE VIV DOS EXEMPLOS EM ESTUDO	164
8.1	EXEMPLO 1	164
8.2	EXEMPLO 2	165
8.3	RESULTADOS	165
8.3.1	EXEMPLO 1	165
8.3.2	EXEMPLO 2	169
8.4	OBSERVAÇÕES SOBRE OS RESULTADOS	171
9.	CONCLUSÕES.....	173
10.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	175

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 - Transformação termoquímica da matéria orgânica e a geração do petróleo [1]	5
Figura 2.2 -Armadilhas Estruturais [1].....	7
Figura 2.3- Armadilhas Estratigráficas [1]	7
Figura 2.4- Aprisionamento paleogeográfico,campo de Fazenda Belém, na Bacia Potiguar [1]	8
Figura 2.5 - Relações espaciais entre rochas geradoras, reservatórios e selantes [1].....	8
Figura 2.6 - Microfotografia de uma rocha-reservatório contendo óleo [1].....	9
Figura 2.7- Cadeia de montanhas Zagros no Irã e parte do Golfo Pérsico(Fotografado por James A.Lovell Jr.,a bordo da cápsula Gemini XIII [1]	11
Figura 2.8 - Mapa Bouguer, da Bacia do Recôncavo. As cores vermelha, verde e azul indicam embasamento progressivamente mais profundo [1]	12
Figura 2.9- Mapa aeromagnético do campo de Petróleo Puckett,Texas Extrapido de Netteleton [1].....	12
Figura 2.10- Esquema ilustrativo de levantamento sísmico marítimo [1].....	13
Figura 2.11- Levantamento 3-D. O navio reboca duas baterias de canhões, que são disparados alternadamente, e vários cabos, cujo afastamento lateral pode chegar a centenas de metros [1]	13
Figura 2.12 - Cubo de Dados 3-D [1].....	14
Figura 2.13- Sondas de Perfuração [2]	15
Figura 2.14 - Mastro [1]	15
Figura 2.15 - Sistema de Elevação [2].....	16
Figura 2.16 - a) Mesa rotativa b)Kelly c)Swivel [1]	17
Figura 2.17 - Sistema de Circulação [2]	17
Figura 2.18 - Comando espiralado e com ressalto para elevador [1]	18
Figura 2.19 - Tubo pesado, onde pode ser observado o reforço central e a aplicação de material duro [1]	18
Figura 2.20- Tubos de perfuração [1]	18
Figura 2.21- a) Coluna de perfuração b)Coluna de revestimento c)Acessórios para descida das colunas [2]	19
Figura 2.22 - Arranjo típico de um conjunto BOP [1].....	19
Figura 2.23 - Esquema de revestimento de poços [2].....	20
Figura 2.24 - a) Perfuração 1º fase b)Descida do BGP [1]	21
Figura 2.25 - Tracionador de riser [2]	23
Figura 2.26- a)Broca de diamante natural b)Broca tricônica de dentes de aço c)Broca tricônica de insertos de tungstênio [1]	23
Figura 2.27- Algumas aplicações de poços direcionais[2]	24
Figura 2.28- Poço Horizontal [2].....	24
Figura 2.29- Métodos de completação: a) poço aberto b) <i>liner</i> rasgado c) revestimento canhoneado[1]	25
Figura 2.30- Cabeça de poço de superfície [1].....	26
Figura 2.31 - Coluna convencional de produção equipada com <i>gás - lift</i> [1]	27
Figura 2.32- Tipos de completação: a)Simples(uma zona) b) seletiva c)Múltiplas zonas[1]	28
Figura 2.33- Injeção de água em poços de petróleo [2].....	29
Figura 2.34- Templates com vários poços [2]	30
Figura 2.35- Arranjo submarino com <i>manifold</i> [2]	31
Figura 2.36- Arvore de Natal do tipo “molhada”: a) DO b)DA c) GLL [1]	32

Figura 2.37- Evolução das plataformas [5]	33
Figura 2.38- Sequência de instalação de Jaquetas [2]	34
Figura 2.39-) Lançamento da Jaqueta b) Cravação das estacas [21]	34
Figura 2.40- Instalação do convés [21]	35
Figura 2.41- Plataforma auto-elevável [1]	35
Figura 2.42- a) Transporte b) Deslizamento vertical das pernas c) Fixação das pernas no leito do mar [21]	36
Figura 2.43- Plataformas tipo gravidade de concreto [2] [7]	37
Figura 2.44- Plataforma Semi-submersível [1]	38
Figura 2.45- a) ancoragem tipo convencional (catenária) b) ancoragem tipo “taut- leg” [3]	38
Figura 2.46- a) ancoragem tipo convencional (catenária) b) ancoragem tipo “taut- leg” [3]	39
Figura 2.47- Navio – sonda (Foto de autoria de Enrique Fernandez, 1987) [1]	39
Figura 2.48- Plataforma com pernas tracionadas (TLP) [8]	40
Figura 2.49- Plataforma tipo “SPAR [2]	41
Figura 2.50- Transporte e lançamento da estrutura principal (Genesis-Golfo do Mexico) [21]	41
Figura 2.51 - Instalação do convés) [21]	42
Figura 2.52 - a) Navio ancoragem convencional b) Navio ancoragem “taut-leg” [3].	42
Figura 2.53- Arranjo submarino da P-50 (Campo de Albacora Leste) [21]	43
Figura 3.1- Graus de Liberdade de um FU [1]	45
Figura 3.2-- “Free hanging Catenary” [9]	46
Figura 3.3- a) “Lazy Wave” b) “Steep Wave” [9]	46
Figura 3.4- a) “Lazy S” b) “Steep S” [9]	47
Figura 3.5-- “Pliant Wave” [9]	47
Figura 3.6- Exemplo de um Enrijecedor (“Bend stiffener”) [9]	48
Figura 3.7- Restritor de Curvatura (“Bend Restrictor”) [9]	49
Figura 3.8- Configurações para risers rígidos [9]	50
Figura 3.9— Junta flexível para “sour services” [9]	54
Figura 3.10- TTR’s em Spar e TLP [9]	57
Figura 3.11- Riser tracionado no topo (TTR) de uma TLP” [9][8]	58
Figura 3.12- Riser tracionado no topo de uma “Spar Buoy” [9][8]	59
Figura 3.13- Modelo para tensionador [9]	60
Figura 3.14- Juntas com alta resistência à fadiga [9]	62
Figura 3.15- Montagem de um modelo de riser C/WO [9]	65
Figura 3.16 - Sistema de compensação de movimentos devidos às ondas [9]	67
Figura 3.17- Junta de riser de perfuração [9]	67
Figura 3.18- Seção transversal de um Umbilical [9]	68
Figura 3.19- Principais parâmetros que envolvem o projeto de um riser de perfuração [9]	71
Figura 4.1 Nucleação e crescimento da fenda [7]	76
Figura 4.2- Propagação da fenda [7]	76
Figura 4.3- Ruptura final [7]	76
Figura 4.4- Tipos de carga dinâmica [19]	77
Figura 4.5- Exemplo de carregamento com amplitude constante [4]	78
Figura 4.6- Carregamentos típicos com ciclos de amplitude variável. a) carregamento único superposto de alta ciclagem. b) carregamento múltiplo superposto de alta ciclagem. c) carregamento múltiplo variável altamente superposto [4]	79
Figura 4.7- Representação esquemática de carregamento de fadiga de amplitude variável e carregamento simplificado para análise, a) real, b) simplificada [4]	79

Figura 4.8- Curva S-N simplificada [7].....	80
Figura 4.9- Curva S-N para umbilicais [10]	81
Figura 4.10- a)A verificação da fadiga pode ser dispensada b)Para esta estrutura os danos devidos à fadiga devem ser considerados [10].....	81
Figura 4.11- Curvas S-N no ar-Tabela2-1 da DNV [10]	83
Figura 4.12- Curvas S-N no mar com proteção catódica-Tabela2-2 da DNV [10].....	84
Figura 4.13- Curvas S-N no ar e no mar com proteção catódica para juntas tubulares [10]	84
Figura 4.14- Curvas S-N no mar sem proteção catódica-Tabela2-3 da DNV [10]	85
Figura 4.15- Curvas S-N para aço com alta resistência [10]	86
Figura 4.16- Ruptura final [4].....	88
Figura 4.17- Junta cruciforme [10].....	90
Figura 4.18- SCF para furos retangulares [10]	90
Figura 4.19- SCF distribuição de tensão no furo [10]	90
Figura 4.20- a) Seção tubular de reforço b)Anel soldado (simples ou duplo) [10]	91
Figura 4.21 [10]	91
Figura 4.22 [10]	92
Figura 4.23 [10]	92
Figura 4.24- Classificação de juntas simples [10]	93
Figura 4.25- a)Definição geométrica das juntas tubulares b)Superposição das tensões[10].....	94
Figura 4.26- Transição da espessura de parede na parte externa [10]	95
Figura 4.27- Principais causas do efeito do SCF em estruturas tubulares soldadas [10]	95
Figura 4.28- Seção na solda [10]	96
Figura 4.29- Classificação das soldas em “pipelines”-Tabela2-4 da DNV [10]	97
Figura 4.30- Excentricidade de peças colineares [10]	98
Figura 4.31- Ângulo de desvio dos segmentos tubulares durante fabricação:(I) Desvios sistemáticos ou (II) Desvios aleatórios [10]	99
Figura 5.1- Esquema representativo da experiência de Reynolds [21]	100
Figura 5.2- Comportamento do fluido (a) regime laminar (b) regime turbulento [21]	100
Figura 5.3- Fluido viscoso preenche o espaço entre duas placas [13].....	102
Figura 5.5- Caracterização da camada limite [3].....	103
Figura 5.4- Escoamento do fluido através de uma tubulação cilíndrica [13].....	103
Figura 5.6- Mudança de comportamento do escoamento (a) Fumaça de cigarro (b) Passagem de um fluido em corpo cilíndrico [13]	104
Figura 5.7- Linhas do escoamento de um fluido ideal em torno de um cilindro [7]	105
Figura 5.8- Separação do escoamento de um fluido real ao redor de um cilindro [7].	105
Figura 5.9- Perfil de velocidade na camada limite de um escoamento de fluido real ao redor de um cilindro (separação) [7].	106
Figura 5.10- Distribuição de pressão do escoamento em torno de um cilindro (fluido ideal versus fluido real) [14].....	106
Figura 5.11- Escoamento em torno de um cilindro (a) No regime laminar, com $Re < 5$ (b) Par de vórtices, $5 < Re < 40 \sim 50$. [7]	109
Figura 5.12- Regimes do escoamento para diferentes Números de Reynolds [14].....	110
Figura 5.13- Esteira de Von Karman [20].	111
Figura 5.14- Relação entre o Número de Strouhal e o de Reynolds para um cilindro [14].	112
Figura 5.15- Região de lock-in pela sincronização do desprendimento de vórtices com a vibração transversal do cilindro [14].	112
Figura 5.16- Ilustração da reação de um fluido em movimento a um obstáculo [12]..	113

Figura 5.18- Componentes da força resultante em um cilindro [12].....	114
Figura 5.17- Vórtices típicos atrás de um cilindro [9].....	114
Figura 5.19- Forças atuantes para um cilindro com corrente uniforme [12].....	115
Figura 5.20- Amplitude de resposta típica em função da velocidade reduzida [9].	116
Figura 5.21- Supressores de Vórtices [14].	117
Figura 6.1- Resposta da estrutura submetida ao VIV em correntes não-uniformes. [16]	118
Figura 6.2- Definição de região de “Power-in”	123
Figura 6.3- Balanço de energia modal [16]	124
Figura 7.1- a) Modelo de Viga Bi-Rotulada Sujeita à Tração Variável b)Modelo de Viga Bi-Rotulada com mola rotacional $x = L$ e tração variável.....	129
Figura 7.2- Modelo discretizado na metodologia numérica	133
Figura 7.3- a)Riser 600m b)Riser 1900m.....	136
Figura 8.1 - Ilustração dos casos do Exemplo 1	164
Figura 8.2— Ilustração dos casos do Exemplo 2	165

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 7-1- Comparação das Frequências Naturais para viga Bi-rotulada.....	137
Gráfico 7-2- Comparação das Frequências Naturais para viga com mola rotacional $x=L$	139
Gráfico 7-3- Comparação das Frequências Naturais para viga Bi-rotulada	140
Gráfico 7-4- Comparação das Frequências Naturais para viga com mola rotacional $x=L$	142
Gráfico 7-5-1° Modo de Vibração Natural –Viga Bi-rotulada.....	143
Gráfico 7-6-2° Modo de Vibração Natural –Viga Bi-rotulada.....	143
Gráfico 7-7-5° Modo de Vibração Natural –Viga Bi-rotulada.....	144
Gráfico 7-8-1° Modo de Vibração Natural – mola $x = L$	144
Gráfico 7-9-2° Modo de Vibração Natural - mola $x = L$	145
Gráfico 7-10- 5° Modo de Vibração Natural - mola $x = L$	145
Gráfico 7-11-1° Modo de Vibração Natural – mola $x = L$	146
Gráfico 7-12-2° Modo de Vibração Natural - mola $x = L$	146
Gráfico 7-13-5° Modo de Vibração Natural - mola $x = L$	147
Gráfico 7-14-1° Modo de Vibração Natural – mola $x = L$	147
Gráfico 7-15-2° Modo de Vibração Natural - mola $x = L$	148
Gráfico 7-16-5° Modo de Vibração Natural - mola $x = L$	148
Gráfico 7-17-3° Modo de Vibração Natural –Viga Bi-rotulada.....	149
Gráfico 7-18- 5° Modo de Vibração Natural –Viga Bi-rotulada	149
Gráfico 7-19-10° Modo de Vibração Natural –Viga Bi-rotulada.....	150
Gráfico 7-20-3° Modo de Vibração Natural - mola $x = L$	150
Gráfico 7-21-5° Modo de Vibração Natural - mola $x = L$	151
Gráfico 7-22-10° Modo de Vibração Natural - mola $x = L$	151
Gráfico 7-23-3° Modo de Vibração Natural - mola $x = L$	152
Gráfico 7-24-5° Modo de Vibração Natural - mola $x = L$	152
Gráfico 7-25-10° Modo de Vibração Natural - mola $x = L$	153
Gráfico 7-26-3° Modo de Vibração Natural - mola $x = L$	153
Gráfico 7-27- 5° Modo de Vibração Natural - mola $x = L$	154
Gráfico 7-28- 10° Modo de Vibração Natural - mola $x = L$	154
Gráfico 7-29- Curvatura: 2° Modo de Vibração Natural – Modelo Bi-rotulado.....	155
Gráfico 7-30- Curvatura: 5° Modo de Vibração Natural – Modelo Bi-rotulado	155
Gráfico 7-31- Curvatura: 1° Modo de Vibração Natural – mola $x = L$	156
Gráfico 7-32- Curvatura: 2° Modo de Vibração Natural – mola $x = L$	156
Gráfico 7-33- Curvatura: 5° Modo de Vibração Natural – mola $x = L$	157
Gráfico 7-34- Curvatura: 5° Modo de Vibração Natural – Modelo Bi-rotulado.....	158
Gráfico 7-35- Curvatura: 10° Modo de Vibração Natural – Modelo Bi-rotulado.....	159
Gráfico 7-36- Curvatura: 3° Modo de Vibração Natural – mola $x = L$	160
Gráfico 7-37- Curvatura: 5° Modo de Vibração Natural – mola $x = L$	161
Gráfico 7-38- Curvatura: 10° Modo de Vibração Natural – mola $x = L$	162

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 5-1 Viscosidade de alguns fluidos [13]	102
Tabela 5-2- Grandezas dimensionais.....	107
Tabela 7-1 Principais propriedades para modelagem.....	129
Tabela 7-2- Comparação das Freqüências Naturais para viga Bi-rotulada	137
Tabela 7-3- Comparação das Freqüências Naturais para viga com mola rotacional em $x = L$	138
Tabela 7-4- Comparação das Freqüências Naturais para viga Bi-rotulada	139
Tabela 7-5- Comparação das Freqüências Naturais para viga com mola rotacional em $x = L$	141
Tabela 8-1- Informações relevantes ao problema.....	164
Tabela 8-2- Resposta VIV	165
Tabela 8-3- Curvaturas e posição no riser em profundidade.....	166
Tabela 8-4- Danos e vida útil para modelo bi-rotulado.....	167
Tabela 8-5- Danos e vida útil para modelo com mola em $x = L$	168
Tabela 8-6— Resposta VIV	169
Tabela 8-7- Curvaturas e posição no riser em profundidade.....	170
Tabela 8-8- Danos e vida útil para modelo bi-rotulado.....	170
Tabela 8-9- Danos e vida útil para modelo com mola em $x = L$	171
Tabela 8-10- Comprimento da região de Excitação	172
Tabela 8-11- Comprimento da região de Excitação	172

1. INTRODUÇÃO

1.1 GERAL

A história da produção petrolífera no mar passou por um momento decisivo na década de 70, devido às crises políticas internacionais e à conseqüente elevação dos preços do produto. As tradicionais companhias internacionais iniciaram, então, um importante processo de desenvolvimento tecnológico com o objetivo de aumentar suas reservas e buscar novas alternativas à exploração em terra.

As regiões precursoras foram o mar do Norte, nos setores britânico e norueguês, e o golfo do México. A tecnologia empregada se baseava na utilização de plataformas fixas, estruturas em formato de treliças, com o mesmo conceito já usado no setor elétrico nas torres de linha. Entretanto, a ação de ondas, correntes e ventos, combinada ao peso das acomodações e equipamentos no convés, exigia maior sofisticação no dimensionamento dessas estruturas e conhecimento das condições ambientais do local da instalação.

No início das operações, o princípio básico era uma extensão do que se realizava em terra: apoiavam-se as estruturas no fundo do oceano por meio de um sistema de cremalheiras, e o convés era mantido acima da superfície. Essas plataformas “jack-up” eram muito usadas, pela facilidade de transportá-las flutuando. O convés se apoiava sobre um tripé para perfuração em águas rasas.

O primeiro choque do petróleo, em 1973, afetou fortemente o Brasil. A pesada dependência das importações drenava dólares, desequilibrava a balança de pagamentos e ameaçava interromper o crescimento econômico. Diante desta situação, a Petrobrás intensificou os esforços para achar e produzir petróleo no mar, fazendo furos exploratórios no litoral fluminense e capixaba. Em 1974, a empresa descobriu o primeiro campo da Bacia de Campos, o de Garoupa. Logo depois em 1975, foram descobertos Pargo, Namorado e Badejo; Enchova, em 1976; Bonito e Pampo, em 1977.

Em 1985, já havia em operação 33 plataformas fixas projetadas no Brasil, instaladas em águas de 10 a 48 metros de lâmina d’água (desde a superfície até o fundo do mar), no nordeste e no Espírito Santo. No mesmo ano, estava em andamento o projeto das sete primeiras plataformas inteiramente nacionais da bacia de Campos.

Quando a profundidade das operações no mar de Campos alcançou a casa das centenas de metros, devido às condições técnicas e econômicas, as jaquetas foram sendo substituídas por estruturas flutuantes. Primeiro foram desenvolvidas as plataformas semi-submersível e, posteriormente, intensificou-se o uso de navios-plataforma, denominados FPSOs (“Floating, Production, Storage and Offloading”), oriundos da conversão de antigos petroleiros.

As estruturas flutuantes são mantidas em posição por linhas de ancoragem que somam vários quilômetros. Os “risers”, tubulações que trazem o óleo do fundo do mar para a plataforma, também percorrem uma grande distância para chegar à superfície. Quanto maior a profundidade, mais longas e pesadas são as linhas de dutos.

Em águas ultra-profundas, a corrente na região inferior do “riser” adquire uma importância maior do que em águas intermediárias, por isso, tendo significativa influência no processo de acumulação de danos ao longo do “riser” rígido. O estudo de Vibrações Induzidas por Vórtices (VIV) é atualmente um dos grandes desafios a ser vencido para “risers” de perfuração e de produção. Nos últimos 30 anos, as previsões

para VIV têm sofrido grandes avanços, devido ao uso de dados extraídos em testes de laboratórios e informações obtidas em campo.

Quando um cilindro está submetido a uma corrente constante, a vibração é bem compreendida e a resposta da estrutura pode ser prevista com boa precisão. No entanto, no caso de corrente não uniforme, como no caso da maioria das correntes reais no mar, a determinação da vibração induzida por desprendimento de vórtices é mais complicada do que em correntes uniformes, uma vez que em geral, mais de um modo de vibração da estrutura pode ser excitado pela frequência de desprendimento de vórtices.

Vários modelos teóricos/experimentais são encontrados na literatura apresentando grande discrepância, principalmente quando o perfil de corrente não é considerado uniforme e, à medida que maiores profundidades são alcançadas, o problema de VIV se torna mais crítico, pois a influência dos esforços gerados pela corrente adquire maior relevância.

A vibração exercida no “riser” devido ao desprendimento de vórtices pode ocasionar a ruptura da estrutura quando submetida a vibrações sucessivas.

1.2 OBJETIVO

O objetivo deste trabalho é avaliar o comportamento dinâmico de um “riser” de perfuração com ênfase no estudo da sensibilidade dos danos acumulados quando se utiliza molas rotacionais no modelo bi-rotulado de viga, aproximando o problema no caso real. Para tal, será utilizada uma formulação analítica aproximada, uma metodologia numérica baseada em Análise Matricial e os resultados serão confrontados com os obtidos a partir de um programa já consolidado no mercado.

Serão desenvolvidas as premissas básicas com os respectivos procedimentos para o estudo do fenômeno.

1.3 MOTIVAÇÃO

A principal motivação deste trabalho é utilizar um exemplo acadêmico de determinação da vida útil de um “riser” de maneira que se aproxime o máximo possível de uma análise real, mesmo que ainda, este seja conservativo, em alguns aspectos; esta modelagem é uma maneira didática de se analisar VIV em “risers” e compreender o fenômeno.

Realizar uma interpretação adequada dos resultados obtidos nesses estudos e implementar modelos para a descrição do fenômeno têm sido um dos maiores obstáculos no meio “offshore”.

Muitos casos de fadiga de estruturas esbeltas tracionadas devido ao fenômeno de VIV têm sido registrados nos últimos anos na literatura “offshore”. Isto se deve, em parte, à falta de um banco de dados adequado para possibilitar geração de modelos mais precisos.

1.4 ESCOPO

A estrutura desse projeto foi desenvolvida com o intuito de fornecer bases e as causas do surgimento deste desafio no ramo da engenharia “offshore”, dando o significado de cada etapa da exploração do mesmo e da análise de fadiga devido ao VIV em um “riser” rígido de perfuração, desde o entendimento da formação do petróleo e das diferentes estruturas submarinas utilizadas neste ramo até o mecanismo de funcionamento dos diferentes tipos de “risers” em operação nas bacias petrolíferas, incluindo a verificação de vida à fadiga considerando o VIV. Logo após, os resultados obtidos em análises das diferentes modelagens utilizadas são comparados.

Os capítulos 2 e 3 apresentam uma revisão bibliográfica de como o petróleo, que hoje é encontrado nas principais bacias petrolíferas em operação, foi gerado ao longo dos anos nas formações rochosas, ilustrando de maneira cronológica como se dá o caminho do petróleo nas diferentes fases de sua exploração; quais os principais “risers” e unidades flutuantes utilizadas para tal. Esta etapa do trabalho procura dar uma visão geral para o leitor de como funciona a indústria offshore, servindo como fonte de consulta para trabalhos posteriores.

O capítulo 4 apresenta conceitos para entendimento de fadiga estrutural em um riser de perfuração; o conceito de curvas S-N e a descrição do método empregado para definir a vida útil de uma estrutura.

O capítulo 5 é destinado a apresentar o fenômeno de vibrações induzidas por desprendimento de vórtices dando noções básicas de hidrodinâmica e tipos de escoamento para facilitar a compreensão do fenômeno. Nesta parte são apresentadas as principais formulações associadas ao assunto.

O capítulo 6 apresenta as expressões utilizadas no modelo de viga bi-rotulada através do método analítico de análise do VIV, desde a determinação dos modos de vibração até a vida em fadiga pela Regra dos Danos Acumulados de Miner.

No capítulo 7 é apresentado um estudo de determinação das frequências naturais do modelo de viga bi-rotulada com tração variável quando se adiciona uma mola rotacional na condição de contorno inferior da estrutura. É utilizada a metodologia analítica aproximada, a metodologia numérica e o modelo montado através do programa comercial Deeplines®. Neste mesmo capítulo, é apresentada a resposta da estrutura em termos de frequências naturais, modos de vibração e curvatura.

No capítulo 8 são apresentados os resultados em termos de danos e vida útil de todas as metodologias apresentadas, comparando os resultados para perfis de correntes uniformes e variáveis.

2. CONCEITOS E TECNOLOGIAS DE EXPLOTAÇÃO DO PETRÓLEO

2.1 NOÇÕES DE GEOLOGIA DE PETRÓLEO

2.1.1 ORIGEM DO PETRÓLEO

O petróleo tem origem a partir da matéria orgânica depositada junto com os sedimentos. A matéria orgânica marinha é basicamente originada de microorganismos e algas que formam o *fitoplâncton* e não pode sofrer processo de oxidação. [1] A necessidade de condições não oxidantes pressupõe um ambiente de deposição composto de sedimentos de baixa permeabilidade, inibidor da ação de água circulante em seu interior. A matéria orgânica proveniente de vegetais superiores também pode dar origem ao petróleo, todavia sua preservação torna-se difícil em função do meio oxidante onde vivem.

O tipo de hidrocarboneto gerado, óleo ou gás, é determinado pela constituição da matéria orgânica original e pela intensidade do processo térmico atuante sobre ela. A matéria orgânica proveniente do fitoplâncton, quando submetida a condições térmicas adequadas, pode gerar hidrocarboneto líquido. O processo atuante sobre a matéria orgânica vegetal lenhosa poderá ter como consequência a geração de hidrocarboneto gasoso.

Admitindo um ambiente apropriado, após a incorporação da matéria orgânica ao sedimento, dá-se aumento de carga sedimentar e de temperatura, começando ,então por vários estágios evolutivos conforme ilustrado na Figura 2.1.

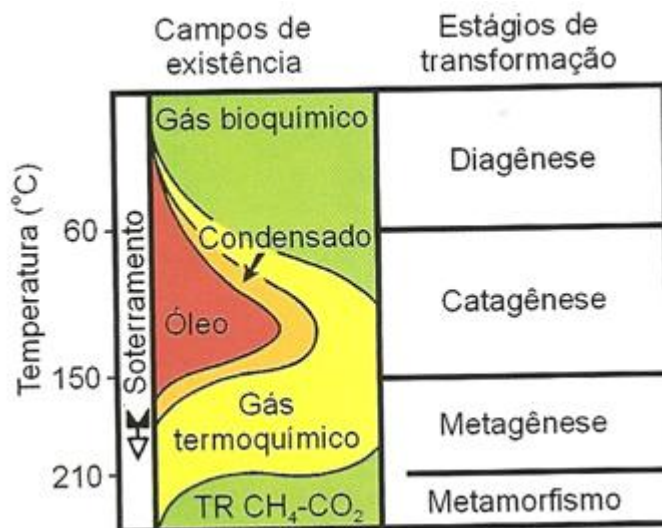


Figura 2.1 - Transformação termoquímica da matéria orgânica e a geração do petróleo [1]

Na história da terra, em alguns intervalos de tempo geológico, grande quantidade de organismos animais e vegetais foi lentamente depositando-se no fundo dos lagos e mares. Pela ação do calor e da pressão, provocada pelo seguido empilhamento das camadas geológicas, estes depósitos orgânicos foram transformados, face às reações termoquímicas, em petróleo (óleo e gás). Por isso, o petróleo é definido como uma mistura complexa de hidrocarbonetos sólidos, líquidos e gasosos.

Assim, o processo de geração de petróleo como um todo é resultado da captação de energia solar, através da fotossíntese, e transformação da matéria orgânica com contribuição do fluxo de calor oriundo do interior da Terra.

A revista “Perguntas e Respostas da Petrobrás” [6] define o petróleo como originário da decomposição das matérias orgânicas, sendo que o mesmo é formado da combinação de moléculas de carbono e hidrogênio. O petróleo é definido como uma mistura complexa de hidrocarbonetos gasosos, líquidos e sólidos que resultam em diversas formas de óleo bruto.

A *rocha geradora* de petróleo é aquela que se formou, cronológica e estruturalmente, com características de granulação muito fina, rica em matéria orgânica, gerando petróleo para a formação armazenadora ou *rocha reservatório*.

2.1.2 MIGRAÇÃO DO PETRÓLEO

Para se ter uma acumulação de petróleo é necessário que, após o processo de geração, ocorra *migração* e que esta tenha seu caminho interrompido pela existência de algum tipo de armadilha geológica (trapa).

O fato é que o petróleo é gerado em rocha dita fonte, ou geradora, e se desloca para outra, onde se acumula dita reservatório. As formas de migração têm tido várias explicações e, segundo [1], na Petrobrás modelos bem fundamentados têm sido propostos para explicar as acumulações existentes no país.

A explicação clássica para o processo atribui papel relevante à fase de expulsão da água das rochas geradoras, que levaria consigo o petróleo durante os processos de compactação. Outra explicação estaria no microfraturamento das rochas geradoras. Isto facilitaria o entendimento do fluxo através de um meio de baixíssima permeabilidade, como as rochas argilosas (folhelhos).

À expulsão do petróleo da rocha onde foi gerado dá-se o nome de *migração primária*. Ao seu percurso ao longo de uma rocha porosa e permeável até ser interceptado e contido por uma armadilha geológica dá-se o nome de *migração secundária*.

Como a maioria do petróleo que se forma em sedimentos não encontra condições de uma armadilha adequada, ele pode percorrer um caminho juntamente com a água subterrânea, até atingir a superfície onde acaba se perdendo (“oil seep”). A não contenção do petróleo em sua migração permitiria seu percurso continuado em busca de zonas de menor pressão até se perder através de exsudações, oxidação e degradação bacteriana na superfície.

2.1.3 APRISIONAMENTO (ROCHA SELANTE)

Os requisitos para a formação de uma jazida de petróleo são a existência de armadilhas ou trapas, que podem ter diferentes origens, características e dimensões.

Admitindo-se diferentes bacias sedimentares, de dimensões equivalentes, contendo rochas geradoras com potenciais de geração de hidrocarbonetos também equivalentes, dados pelos seus teores de matéria orgânica e condições termoquímicas, os volumes de petróleo a serem encontrados poderão ser os mais distintos, desde volumes gigantescos em umas até insignificantes em outras, isso dependendo de seus graus de estruturação, da existência e inter-relação das armadilhas e dos contatos que essas armadilhas propiciem entre rochas geradoras e reservatórios. Em outras palavras, de nada vale uma bacia sedimentar dotada de rochas potencialmente geradoras e

reservatórios se não estiverem presentes as armadilhas contentoras de migração. As armadilhas são classificadas em *estruturais*, *estratigráficas* e *mistas ou combinadas*, embora nem sempre na prática sejam simples as suas individualizações.

As armadilhas estruturais são provenientes das respostas das rochas aos esforços e deformações como dobras e falhas (Figura 2.2)

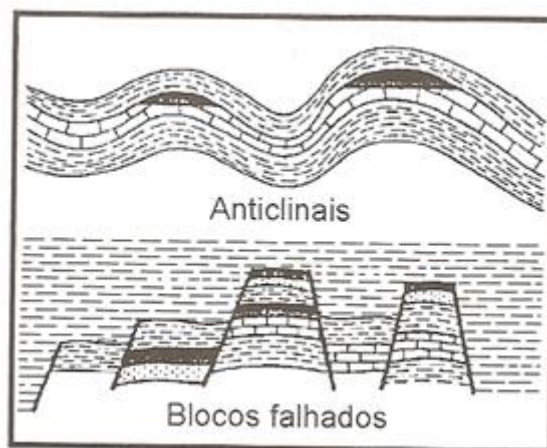


Figura 2.2 -Armadilhas Estruturais [1]

As anticlinais dobradas englobam grandes volumes de petróleo, e nelas está situada a maioria dos campos gigantes. São de fácil identificação tanto por métodos geológicos de superfície quanto por métodos geofísicos.

As falhas desempenham um papel relevante para o aprisionamento de petróleo ao colocar rochas reservatórios em contato com *rochas selantes*. O modelo de aprisionamento com base em sistemas de falhas é aplicado com sucesso nas bacias sedimentares brasileiras, principalmente na do Recôncavo (BA) e nas bacias costeiras.

As armadilhas estratigráficas não têm relação direta com os esforços atuantes nas bacias sedimentares, e são determinadas por interações de fenômenos de caráter paleogeográfico, caso dos paleorrelevos, e sedimentológicos como as variações laterais de permeabilidade. (Figura 2.3).

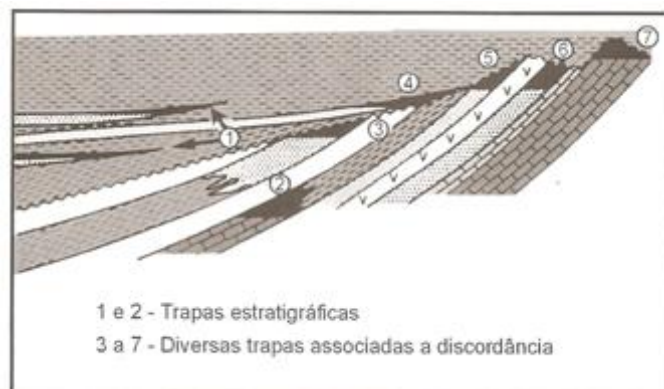


Figura 2.3- Armadilhas Estratigráficas [1]

Exemplos de aprisionamentos estratigráficos ocorrem, também, em arenitos da Bacia do Espírito Santo. Na Bacia de Campos, são muitas ocorrências de aprisionamento estratigráfico em arenitos de várias idades geológicas.

As armadilhas mistas ou combinadas compreendem aquelas situações em que as acumulações de hidrocarbonetos têm controle tanto de elementos estruturais quanto estratigráficos. Exemplos deste tipo encontram-se na Bacia de Potiguar (Figura 2.4), nos Campos de Baixa Algodão, Mossoró, Alto da Pedra e Canto Amaro.

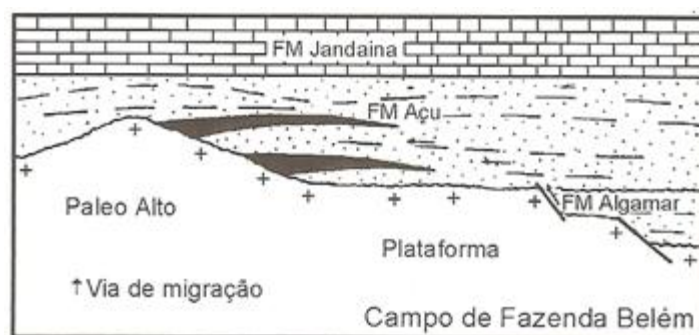


Figura 2.4- Aprisionamento paleogeográfico, campo de Fazenda Belém, na Bacia Potiguar [1]

Encontram-se também na Bacia do Espírito Santo, onde reservatórios da Formação Barra Nova apresentam-se em acumulações controladas estruturalmente por falhas e arqueamentos provocados por movimentação de sal.

Conforme visto anteriormente, atendida as condições de geração, migração e aprisionamento em trapas, para que se dê acumulação do petróleo, existe a necessidade de que alguma barreira se interponha no seu caminho. Esta barreira é produzida pela rocha selante, cuja característica principal é a sua baixa permeabilidade.

Além da impermeabilidade, a rocha selante deve ser dotada de plasticidade, característica que a capacita manter sua condição selante mesmo após submetida a esforços determinantes de deformação. Duas classes de rochas são selantes por excelência: os folhelhos e os evaporitos (sal). Outros tipos de rochas também podem funcionar como tal. A eficiência selante de uma rocha não depende só de sua espessura, mas também de sua extensão. A Figura 2.5 esquematiza diversas situações geológicas ilustrando a migração do petróleo desde a rocha geradora até rochas – reservatório. A disposição espacial entre rochas – reservatório e rochas selantes propicia a acumulação do petróleo.

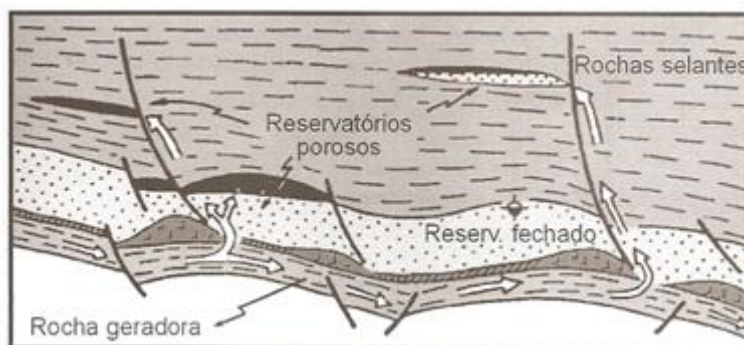


Figura 2.5 - Relações espaciais entre rochas geradoras, reservatórios e selantes [1]

2.1.4 ROCHA-RESERVATÓRIO

O petróleo, após ser gerado e ter migrado, é eventualmente acumulado em uma rocha que é chamada de reservatório (Figura 2.6). Esta rocha pode ter qualquer origem ou natureza, mas para se constituir em um reservatório deve apresentar espaços vazios no seu interior (porosidade), e que estes vazios estejam interconectados, conferindo-lhe a característica de permeabilidade. Algumas rochas, como os folhelhos e alguns carbonatos, normalmente porosos, porém impermeáveis, podem vir a se constituir reservatórios quando se apresentam naturalmente fraturados.

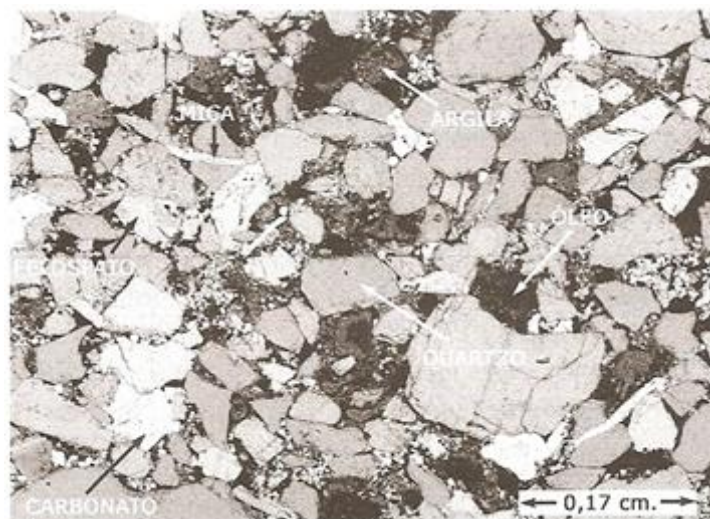


Figura 2.6 - Microfotografia de uma rocha-reservatório contendo óleo [1]

Uma rocha-reservatório, de uma maneira geral, é composta de grãos ligados uns aos outros por um material, que recebe o nome de cimento. Também existe entre os grãos outro material muito fino chamado matriz. A porosidade depende da forma, da arrumação e da variação de tamanho dos grãos, além do grau de cimentação da rocha.

Normalmente, existe comunicação entre os poros de uma rocha. Porém, devido à cimentação, alguns poros podem ficar totalmente isolados. Como estes não estão acessíveis para a produção de fluidos, o parâmetro realmente importante é a *porosidade efetiva* (razão entre volume de poros interconectados e volume total de rocha), pois representa o volume máximo de fluidos que pode ser extraído da rocha.

A porosidade que se desenvolveu quando da conversão do material sedimentar em rocha é denominada “primária”. Entretanto, após a sua formação, a rocha é submetida a esforços mecânicos, podendo resultar daí o aparecimento de fraturas, ou seja, o aparecimento de espaços vazios. Esta nova porosidade é chamada de “secundária” [1].

Nas bacias sedimentares brasileiras produtoras de petróleo os reservatórios são predominantemente convencionais, arenitos e calcarenitos. Porém existem exemplos de acumulações de hidrocarbonetos em rochas tanto sedimentares quanto ígneas e metamórficas não convencionais, como os folhelhos fraturados na Bacia do Recôncavo, BA, os basaltos na Bacia de Campos, RJ, e metamórficas fraturadas na Bacia Sergipe-Alagoas.

2.2 FASES DA EXPLORAÇÃO DO PETRÓLEO

2.2.1 PROSPECÇÃO DE PETRÓLEO

A descoberta de uma jazida de petróleo em uma nova área é uma tarefa que envolve um longo e dispendioso estudo de dados *geofísicos* e *geológicos* das bacias sedimentares. Somente após exaustivo prognóstico do comportamento das diversas camadas do subsolo, os geólogos e geofísicos decidem propor a perfuração de um poço, que é a etapa de maior investimento exigido em todo o processo de prospecção.

Geologia: estuda a origem, constituição e os diversos fenômenos que atuam por milhões de anos na modificação da terra.

Assim a Geologia de superfície analisa as características das rochas de superfície e pode ajudar a prever seu comportamento a grandes profundidades.

Geofísica: estuda os fenômenos puramente físicos do planeta. Os métodos geofísicos, por sua vez, tentam através de sofisticados instrumentos, fazer uma espécie de “radiografia” do subsolo, que traz valiosos dados e permite selecionar uma área que reúne condições favoráveis à existência de um campo petrolífero.

Um programa de prospecção visa fundamentalmente a dois objetivos: (i) localizar dentro de uma bacia sedimentar as situações geológicas que tenham condição para acumulação de petróleo; e (ii) verificar qual, dentre estas situações, possui maiores chances de conter petróleo. Não se pode prever, portanto, onde existe petróleo, e sim os locais mais favoráveis para sua ocorrência.

Conforme estudado anteriormente, um reservatório de petróleo é uma armadilha contendo óleo, água e gás, em variadas proporções. Estes fluidos estão contidos nos poros da formação. Nestes reservatórios, os poros estão interconectados em todos os sentidos, o que possibilita o deslocamento destes fluidos para o(s) poço(s) perfurado(s) no reservatório.

Para que um reservatório seja considerado comercialmente produtivo, devem-se ter as seguintes condições:

- Deve ser um bloco de rocha que tenha porosidade suficiente para conter os fluidos do reservatório e que tenha uma permeabilidade capaz de permitir os seus deslocamentos;
- Deve conter óleo ou gás em quantidades comerciais;
- Deve ter uma força natural para o deslocamento dos fluidos, geralmente, gás ou óleo sob pressão.

Os fluidos dos poros da rocha reservatório estão sob um grau de pressão, que depende diretamente da sua profundidade e que é chamada *pressão de formação ou pressão de reservatório*. A pressão normal de formação é muito próxima da pressão de uma coluna de água salgada nesta profundidade. Em alguns reservatórios podem ocorrer pressões anormais, resultante da compactação de folhelhos vizinhos, pelo peso das camadas geológicas superiores (“overbuden”). Nestes casos, os reservatórios necessitam de muitos cuidados para a sua perfuração e produção pelos vários perigos que representam.

A identificação de uma área favorável à acumulação de petróleo é realizada através de métodos geológicos e geofísicos, que atuando em conjunto, conseguem indicar o local mais propício para a perfuração. Todo o programa desenvolvido durante a fase de prospecção fornece uma quantidade muito grande de informações técnicas, com um investimento relativamente pequeno quando comparado ao custo de perfuração de um único poço exploratório.

A prospecção de um reservatório de petróleo é dividida em três etapas principais: Métodos Geológicos, Métodos Potenciais e Métodos Sísmicos.

- a) *Métodos Geológicos*: a primeira etapa de um programa exploratório é a realização de um estudo geológico com o propósito de reconstituir as condições de formação e acumulação de hidrocarbonetos em uma determinada região. Para este fim, o geólogo elabora mapas de geologia de superfície com auxílio da aerofotogrametria, fotogeologia e/ou imagens de radar e satélite (Figura 2.7). Os mapas geológicos indicam as áreas potencialmente interessantes; nesta fase existe a possibilidade de reconhecimento e mapeamento de estruturas geológicas que eventualmente possam incentivar a locação de um poço pioneiro.



Figura 2.7- Cadeia de montanhas Zagros no Irã e parte do Golfo Pérsico(Fotografado por James A.Lovell Jr.,a bordo da cápsula Gemini XIII [1])

- b) *Métodos Potenciais*: a gravimetria e a magnetometria, foram muito importantes no início da prospecção de petróleo por métodos indiretos permitindo o reconhecimento e mapeamento de grandes estruturas geológicas que não apareciam na superfície. A prospecção *gravimétrica* evoluiu do estudo do campo gravitacional e sabe-se que este depende de cinco fatores: latitude, elevação, topografia, marés e variações de densidade em subsuperfície. Este último é o único que interessa para prospecção do petróleo, pois permite fazer estimativas da espessura de sedimentos em uma bacia sedimentar, presença de rochas com densidade anômalas como rochas ígneas e domos de sal, prever a existência de altos e baixos estruturais pela distribuição lateral desigual de densidades em subsuperfícies. A prospecção magnética para petróleo tem como objetivo medir pequenas variações na intensidade do campo magnético terrestre, consequência da distribuição irregular de rochas magnetizadas em subsuperfície. As rochas

sedimentares apresentam, em geral, valores de susceptibilidade magnética muito baixa, razão pela qual as medidas magnéticas são relacionadas diretamente com feições do embasamento ou presença de rochas intrusivas básicas. Os mapas gravimétricos (Figura 2.8) e magnéticos (Figura 2.9) podem apresentar informações ambíguas se analisadas separadamente, por isso devem ser utilizadas em conjunto com outros métodos.

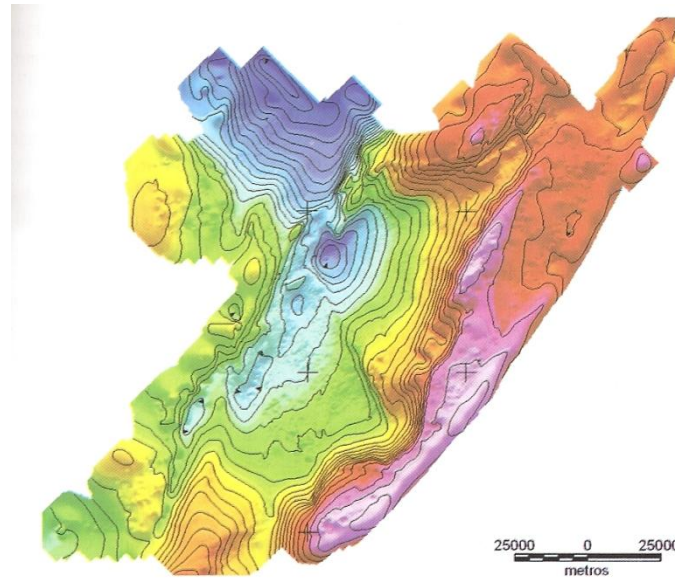


Figura 2.8 - Mapa Bouguer, da Bacia do Recôncavo. As cores vermelha, verde e azul indicam embasamento progressivamente mais profundo [1]

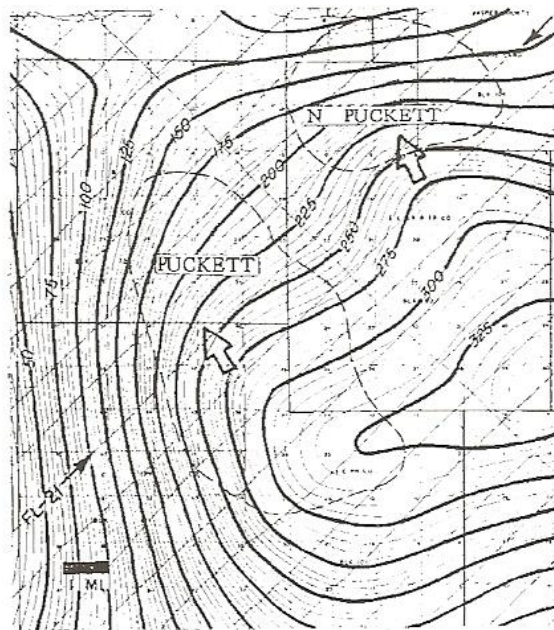


Figura 2.9- Mapa aeromagnético do campo de Petróleo Puckett, Texas Extrapido de Netteleton [1]

c) *Métodos Sísmicos*: O método sísmico de refração registra somente ondas refratadas com ângulos crítico (“head waves”) e tem aplicação na área de sismologia. Foi através deste método que a estrutura no interior da terra foi desvendada. Na área de petróleo, sua aplicação é bastante restrita atualmente, embora este método tenha sido largamente utilizado na década de 1950, como apoio e refinamento dos resultados obtidos pelos métodos potenciais. O método sísmico de reflexão é o método de prospecção mais utilizado atualmente na indústria do petróleo, pois fornece alta definição das feições geológicas em subsuperfícies propícias à acumulação de hidrocarbonetos, a um custo relativamente baixo. O levantamento sísmico inicia-se com a geração de ondas elásticas, através de fontes artificiais, que se propagam pelo interior da terra, onde são refletidas e refratadas nas interfaces que separam rochas de diferentes constituições petrofísicas, e retornam à superfície, onde são captadas por sofisticados equipamentos de registro.

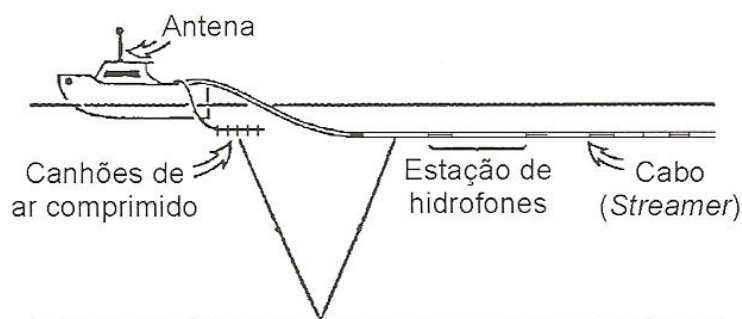


Figura 2.10- Esquema ilustrativo de levantamento sísmico marítimo [1]



Figura 2.11- Levantamento 3-D. O navio reboca duas baterias de canhões, que são disparados alternadamente, e vários cabos, cujo afastamento lateral pode chegar a centenas de metros [1]

Tanto em terra como em mar, a aquisição de dados sísmicos consiste na geração de uma perturbação mecânica em um ponto da superfície e o registro das reflexões em centenas de canais de recepção ao longo de uma linha reta. Consiste, portanto, na medida do tempo que as ondas sonoras, geradas por uma explosão, levam para percorrer uma formação rochosa, (tempo requerido para que um pulso sonoro percorra uma distância fixa entre uma fonte transmissora e uma fonte receptora).

As ondas sísmicas respondem diferentemente às variações das propriedades das rochas. A partir dos registros sísmicos, é possível calcular como as propriedades das rochas variam e onde ocorrem os limites entre as camadas que têm diferentes e distintas propriedades.

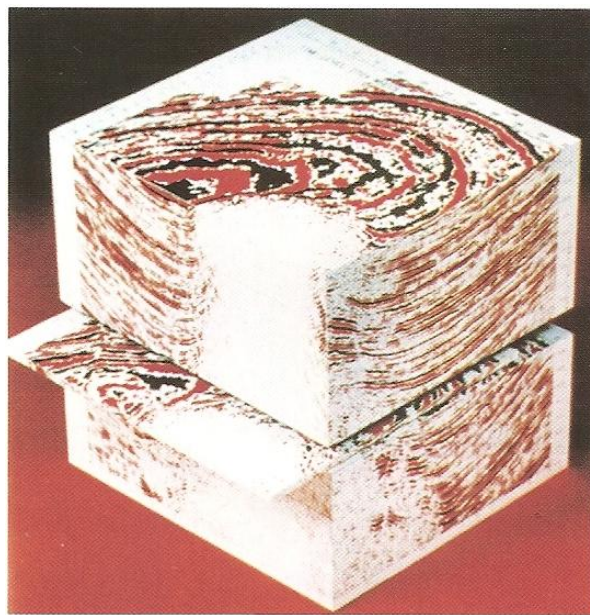


Figura 2.12 - Cubo de Dados 3-D [1]

2.2.2 PERFURAÇÃO

Antes de se realizar a perfuração do poço de petróleo, é realizado o estudo de viabilidade de um campo de petróleo conforme os métodos de análise explicitados anteriormente. As Reservas são classificadas em provadas (existência de alta certeza), prováveis (média certeza) e possíveis (baixa certeza).

A perfuração de um poço de petróleo é realizada através de uma *sonda* (Figura 2.13). Na perfuração rotativa, as rochas são perfuradas pela ação da rotação e peso aplicados a uma broca existente na extremidade de uma coluna de perfuração, a qual consiste basicamente de comandos (tubos de paredes espessas) e tubos de perfuração (tubos de paredes finas). Os fragmentos da rocha são removidos continuamente através de um *fluido de perfuração* ou *lama*. O fluido é injetado por bombas para o interior da coluna de perfuração através da cabeça de injeção ou *swivel* e retorna à superfície através do espaço anular formado pelas paredes do poço e a coluna. Ao atingir determinada profundidade, a coluna de perfuração é retirada do poço e uma coluna de revestimento de aço, de diâmetro inferior ao da broca, é descida no poço. O anular entre

os tubos de revestimento e as paredes é cimentado com a finalidade de isolar as rochas atravessadas, permitindo então o avanço da perfuração com segurança. Após a operação de cimentação, a coluna de perfuração é novamente descida no poço, tendo na sua extremidade uma nova broca de diâmetro menor do que a do revestimento para prosseguimento da perfuração.

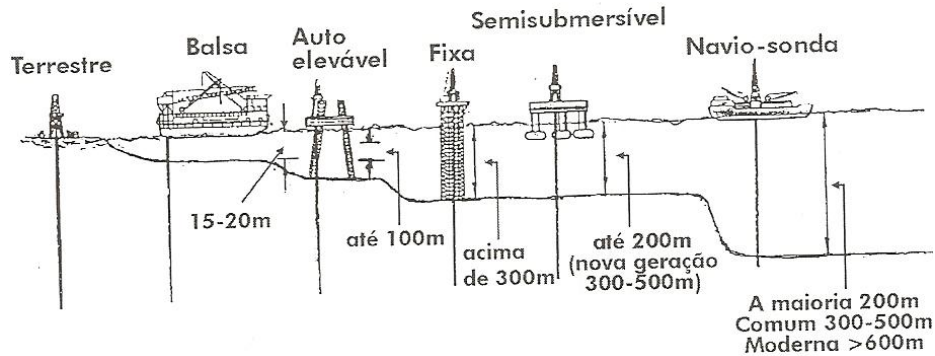


Figura 2.13- Sondas de Perfuração [2]

- *Lama de perfuração*: fluído resultante de uma mistura de argila, aditivos químicos e água, injetado no poço por meio de bombas, a fim de manter pressão ideal para que as paredes do poço não desmoronem. A lama também serve para lubrificar e resfriar a broca e deter a subida do gás e do petróleo, em caso de descoberta.

2.2.2.1 SISTEMA DE ELEVAÇÃO DE MOVIMENTAÇÃO DE CARGAS

É composto pela torre ou *mastro*, que suporta o gancho e elevadores, por meio de um bloco de polias móveis, chamado *Catarina*, dos *cabos de perfuração*, conjunto estacionário de polias (chamado *bloco de coroamento*) e do *guincho* e seus motores.

A *coluna de perfuração* é composta por um série de tubos enroscados suspensa pelo conjunto catarina-gancho, pelo *swivel* através dos cabos de perfuração acionados pelos guinchos. Assim, o peso desta coluna recai sobre o mastro ou torre (Figura 2.14 e Figura 2.15).



Figura 2.14 - Mastro [1]

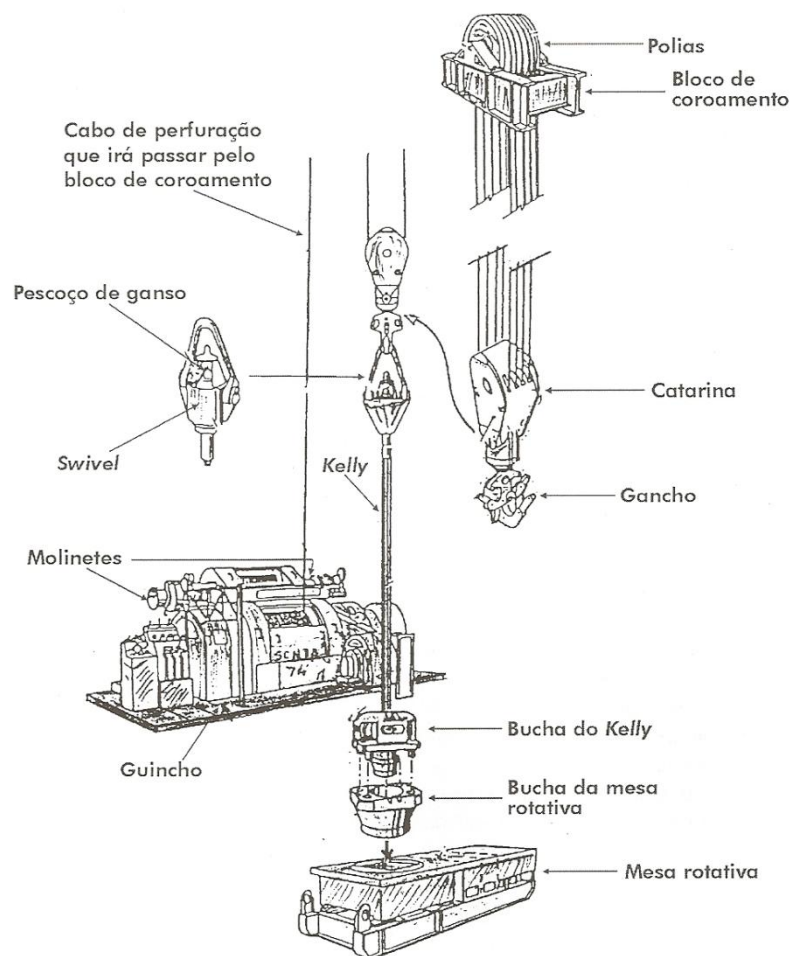


Figura 2.15 - Sistema de Elevação [2]

Durante as operações de perfuração, a coluna de perfuração é composta por tubos e a *broca* vai conectada na ponta desta coluna. O cabo de perfuração passa, vindo do guincho, através do bloco de coroamento, da catarina e é fixado, abaixo da área de trabalho, numa peça chamada *âncora de perfuração*. Suspenso na catarina, está o gancho, o qual quando perfurando, sustenta o swivel (peça constituída de um sistema de rolamentos que não permite que a rotação dada à coluna, pela *mesa rotativa*, seja transmitida ao sistema de elevação) e a haste quadrada (*Kelly*).

A mesa rotativa é o equipamento que transmite a rotação à coluna de perfuração e não permite o livre deslizamento do kelly no seu interior. Em certas operações, a mesa rotativa deve suportar o peso da coluna de perfuração.

O kelly é o elementos que transmite a rotação proveniente da mesa rotativa à coluna de perfuração. Em sondas de terra, a mais comum é a quadrada e em sondas marítimas seção hexagonal, pela sua maior resistência à tração, à torção e à flexão.

O swivel ou cabeça de injeção é o equipamento que separa os elementos rotativos daqueles estacionários na sonda de perfuração. Sendo assim, a parte superior não gira e a parte inferior deve permitir a rotação.

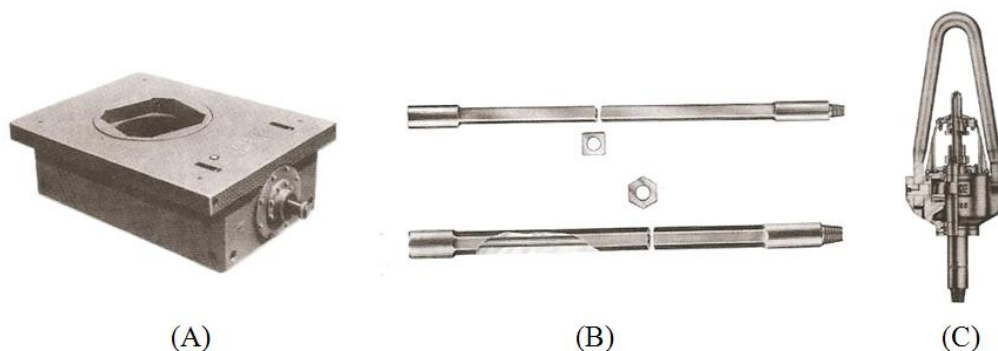


Figura 2.16 - a) Mesa rotativa b) Kelly c) Swivel [1]

2.2.2.2 SISTEMA DE CIRCULAÇÃO

Quando perfurando, as bombas de lama são utilizadas para circular os fluidos dos tanques de fluidos de perfuração, através do tubo bengala, mangueiras de perfuração, swivel, haste quadrada, tubulação de perfuração (ou coluna de perfuração), até a broca.

Numa circulação normal, o fluido é bombeado através da coluna de perfuração até a broca, retornando pelo espaço anular até a superfície, trazendo consigo cascalhos cortados pela broca. Na superfície, o fluido permanece dentro de tanques, após receber tratamento adequado (Figura 2.17).

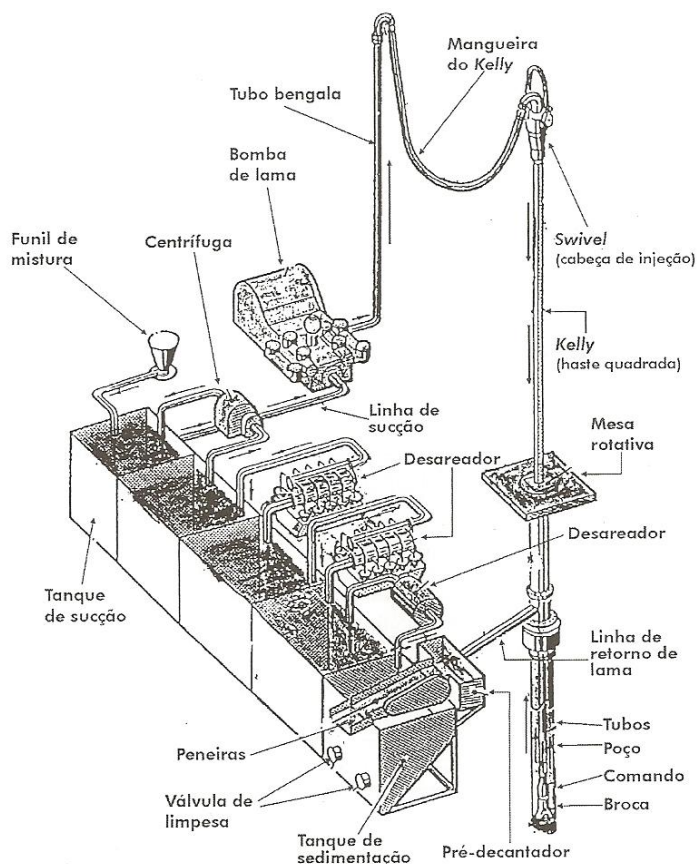


Figura 2.17 - Sistema de Circulação [2]

- *Coluna de perfuração*

Durante a perfuração, é necessária a concentração de grande quantidade de energia na broca para cortar as diversas formações rochosas. Esta energia, em forma de rotação e peso aplicados sobre a broca, é transferida às rochas para promover sua ruptura e degradação em forma de pequenas lascas, ou cascalhos, que são removidos do fundo do poço e carreados até a superfície pelo fluxo do fluido de perfuração. A coluna de perfuração é responsável direta por todo este processo e esta é constituída de tubos de aço, tendo em uma das suas extremidades (*tool-joint*) uma caixa e na outra, um pinos rosqueado, que permitem que sejam conectados uns aos outros, constituindo assim a coluna de perfuração. Seus principais componentes são os *comandos*, *tubos pesados* e *tubos de perfuração*.

Os comandos (“Drill-collars”-DC) são elementos fabricados de aço forjado e possuem alto peso linear devido à grande espessura de parede. Tem como função fornecer peso sobre a broca e prover rigidez à coluna, permitindo melhor controle da trajetória do poço.



Figura 2.18 - Comando espiralado e com ressalto para elevador [1]

Os tubos pesados (“Heavy-weight Drill Pipes”-HWDP) são elementos tubulares de aço forjado e usinado que tem como função principal promover uma transição de rigidez entre os comandos e os tubos de perfuração, diminuindo a possibilidade de falha por fadiga.



Figura 2.19 - Tubo pesado, onde pode ser observado o reforço central e a aplicação de material duro [1]

Os tubos de perfuração (“Drill Pipes-DP”) são tubos de aço sem costura, tratados internamente com aplicação de resinas para a diminuição do desgaste interno e corrosão, possuindo nas suas extremidades as conexões cônicas conhecidas como “tool joints”, que são soldados no seu corpo.



Figura 2.20- Tubos de perfuração [1]

Nas colunas de perfuração, ainda são empregadas outros tipos de tubos menores e que dependem do tipo de perfuração e das necessidades do poço: *substitutos* (“subs”) para conexão à broca ou transição entre os tubos e comandos; *estabilizadores* e *escareadores* para dar maior rigidez à coluna; *alargadores* para aumentar o diâmetro de um trecho de poço já perfurado e *amortecedores de vibração* para absorver as vibrações verticais da coluna de perfuração induzidas pela broca, principalmente quando perfurando rochas duras.

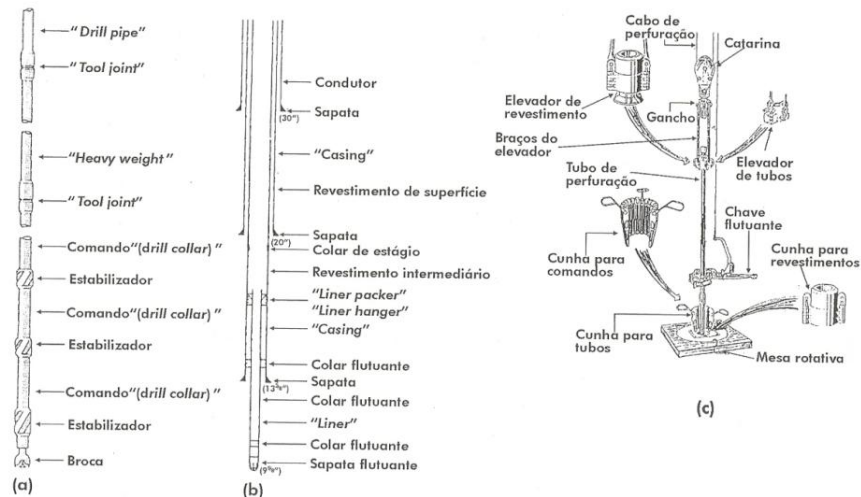


Figura 2.21- a) Coluna de perfuração b) Coluna de revestimento c) Acessórios para descida das colunas [2]

2.2.2.3 SISTEMAS AUXILIARES E DE SEGURANÇA DO POÇO

O sistema de segurança do poço é constituído dos equipamentos de segurança de cabeça de poço (ESCP) e de equipamentos complementares que possibilitam o fenómeno de fechamento do poço.

O mais importante deles é o *Blowout Preventer* (BOP), que é um conjunto de válvulas que permite fechar o poço. Os preventores são acionados sempre que houver ocorrência de um *kick*, fluxo indesejado de fluido contido numa formação para dentro do poço.

Uma das principais funções do fluido de perfuração é exercer pressão hidrostática sobre as formações a serem perfuradas pela broca. Quando esta pressão for menor que a pressão dos fluidos confinados nos poros das formações e, a formação for permeável, diz-se que o poço está em *kick*; se incontrolável, diz-se em *blow-out*.

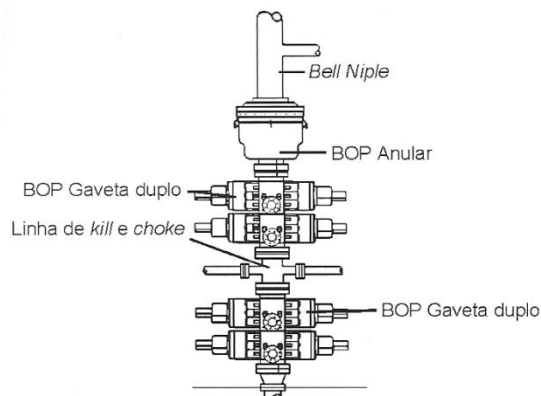


Figura 2.22 - Arranjo típico de um conjunto BOP [1]

O preventor anular tem a função básica de fechar o espaço anular de um poço e consta de um pistão que, ao ser deslocado para dentro do corpo cilíndrico, comprime um elemento de borracha que se ajusta contra a tubulação que esteja dentro do poço. Este atua em qualquer diâmetro de tubulação e pode até mesmo fechar um poço sem coluna, embora este procedimento cause dano ao elemento de borracha.

O preventor de gavetas tem a função de fechar o espaço anular do poço pela ação de dois pistões que ao serem acionados hidráulicamente deslocam duas gavetas, uma contra a outra, transversalmente ao eixo do poço.

O arranjo do BOP em terra geralmente utiliza um anular e dois de gaveta. Já no mar, há duas possibilidades: Nas *plataformas fixas* ou *apoiadas no fundo do mar*, em que os equipamentos operam na superfície, se trabalha com um preventor anular e três ou quatro de gaveta (Figura 2.22). Nas plataformas flutuantes, navios e semi-submersíveis, em que os equipamentos operam no fundo do mar, normalmente se trabalha com dois preventores anulares e três ou quatro de gaveta.

Em qualquer um dos sistemas em mar (sistema de cabeça de poço em superfície ou no fundo do mar), as *colunas de revestimento* (Figura 2.21-b) são sempre ancoradas no fundo do mar evitando sobrecarga na sonda, resultando maior estabilidade da plataforma e facilidades para abandono do poço.

As colunas de revestimento têm como função: prevenir o desmoronamento das paredes do poço; evitar a contaminação da água potável dos lençóis freáticos ou do mar; permitir o retorno do fluido de perfuração à superfície, sustentar os equipamentos de segurança de cabeça de poço, sustentar outra coluna de revestimento, alojar equipamentos de elevação artificial e confinar a produção ao interior do poço.

As colunas de revestimento são cimentadas em várias etapas com diâmetros interno variável ao longo da profundidade, ou seja, a cada etapa do processo de execução da coluna de revestimento é realizada a perfuração com um diâmetro de broca cada vez menores, podendo variar de 30" no *tubo condutor* até 5 1/2" no *liner de produção* (Figura 2.23).

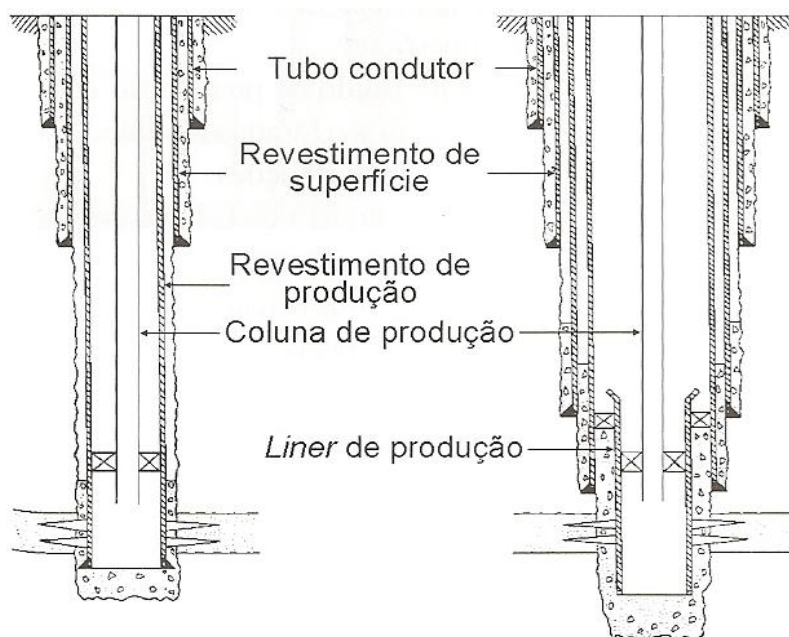


Figura 2.23 - Esquema de revestimento de poços [2]

a) Sistema da cabeça de poço para plataformas fixas e auto-eleváveis

Em poços perfurados com plataformas fixas ou auto-elevável, o sistema de suspensão de fundo do mar permite ancorar os revestimentos após a sua cimentação, abandonar o poço e retornar a ele (*tie-back*) caso necessário.

Mesmo com os revestimentos ancorados no fundo do mar, há a necessidade de um cabeçal de superfície, que tem a função de vedação secundária e de sustentação do peso dos tubos de revestimento que se encontram acima do fundo do mar.

b) Sistema da cabeça de poço para plataformas flutuantes

Neste caso, todo o sistema de cabeça de poço fica localizado no fundo do mar, portanto as cargas provenientes da ancoragem dos revestimentos intermediários e de produção são absorvidas pelo condutor e revestimento de superfície, que por sua vez, pode descarregar parte da carga sobre bases especiais que trabalham como fundação submarina para o poço.

O mesmo ocorre com as cargas provenientes dos equipamentos de segurança e controle do poço durante a perfuração, e com os equipamentos de controle da produção, após a completação do poço. A perfuração flutuante pode ser de dois tipos: sistema com cabos guia (*“Guideline System”*) e sistema sem cabos – guias (*“Guidelineless System”*).

O sistema com cabos guia é mais utilizado para a perfuração de poços em lâminas d’água até 400 metros.

O primeiro equipamento a ser descido ao fundo do mar é a BGT (base guia temporária), cuja função é ancorar quatro cabos de aço para prover um guia primário efetivo para o início da perfuração do poço (Figura 2.24-a).

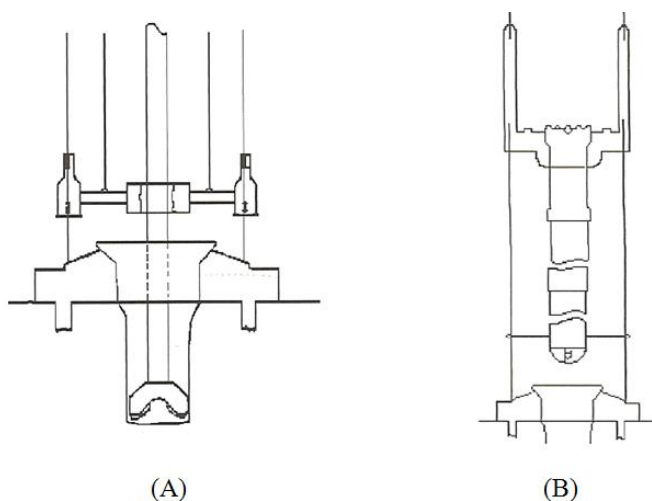


Figura 2.24 - a) Perfuração 1º fase b) Descida do BGP [1]

Posteriormente, é descida a coluna de perfuração constituída de broca de 26” e alargador de 36”, para a perfuração da 1º fase do poço. Após a perfuração do poço de 36”, é descido o condutor de 30” juntamente com a BGP (base guia permanente) (Figura 2.24-b), montado em superfície.

Em seguida, é cimentado o condutor de 30” em toda sua extensão. Logo após, tem início a perfuração da fase seguinte, com broca de 26”. Em seguida, é descido e cimentado o revestimento de superfície de 20”, que recebe na extremidade superior um alojador de alta pressão.

Após a cimentação do revestimento de superfície, descem e são conectados o BOP e o “riser”, que permitirão a perfuração das fases seguintes até a conclusão do poço.

O sistema sem cabos guias é utilizado para operações em lâminas d’água profundas com unidades flutuantes dotadas de *sistemas de posicionamento dinâmico*.

O solo marinho em lâminas d’água profundas apresenta-se em geral, pouco consolidado e sem estabilidade, para a BGT e para o poço, durante a perfuração da primeira fase. O sistema desenvolvido pela Petrobrás acrescenta um tubulão, usualmente com 46” ou 42” de diâmetro externo, que desce conectado à BGT. O conjunto BGT/tubulão é descido até o fundo do mar, onde o tubulão é assentado com 12 a 14 metros do leito marinho, utilizando-se processo de jateamento da área interna inferior do mesmo. A perfuração do poço de 36” é realizada sem necessidade de retirada da coluna.

O BGP “guidelene” é maior e mais alta, para facilitar sua localização, e possui estrutura guia em forma de funil. Devido aos maiores esforços impostos à longa coluna de “riser”, o BGP sem postes guias são mais resistentes que o BGP “guideline”.

Independente da maneira em são instalados os equipamentos de controle do poço (superfície ou no leito do mar), nem sempre a completação e produção do poço ocorrem ao final da sua perfuração; assim para possibilitar a saída da plataforma de perfuração e manter a cabeça do poço em condições de reutilização, uma capa de abandono é instalada, protegendo as áreas de vedação contra a ação do meio ambiente e quedas de equipamento ou material durante a movimentação da plataforma.

c) Risers e tracionadores

O “riser” marítimo é, basicamente, um conduto e sua finalidade principal é manter o controle da circulação do fluido no poço, durante a perfuração em águas profundas, quando se está utilizando plataformas semi-submersíveis ou navios sonda. Este interliga o BOP, estacionário no fundo do mar, à plataforma que está em constante movimento. Assim, as colunas de “riser” são fixadas à plataforma por meio destes sistemas de compensadores, sendo utilizada acima do ponto de fixação uma junta telescópica, que permite o movimento de translação vertical. Juntas flexíveis instaladas nas porções inferior e superior do “riser” permitem os seus movimentos de translação e rotação no plano horizontal. Os tracionadores do “riser” fornecem a tração necessária de maneira a minimizar os efeitos de flambagem deste elemento esbelto devido à dinâmica da unidade flutuante.

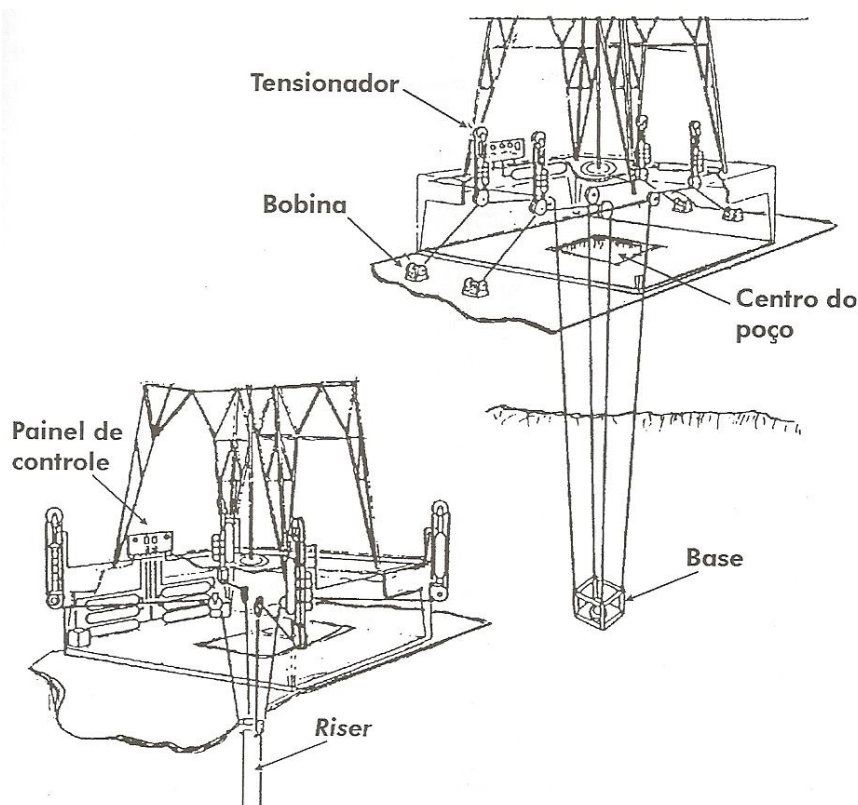


Figura 2.25 - Tracionador de riser [2]

- *Brocas de perfuração*

O princípio fundamental do trabalho das brocas, para perfurar as formações, é o de raspagem ou trituração do fundo do poço, e para isto são empregados lâminas ou dentes, que podem ser de aço ou pastilhas de tungstênio. Além disso, elas possuem canais dentro de sua estrutura (jatos), utilizadas para conduzir a lama de perfuração que arrastará os cascalhos para a superfície, mantendo o fundo limpo. Há uma grande variedade de brocas de perfuração e seus fabricantes; elas são manufaturadas para cada tipo de formação. São itens muito onerosos na perfuração de um poço de petróleo, portanto, torna-se necessário o estudo muito cuidadoso para a otimização de sua utilização.

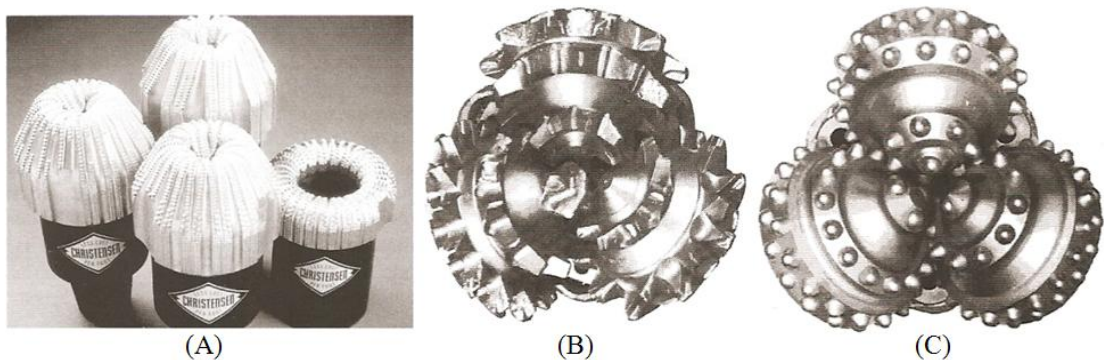


Figura 2.26- a) Broca de diamante natural b) Broca tricônica de dentes de aço c) Broca tricônica de insertos de tungstênio [1]

2.2.2.4 POÇOS DIRECIONAIS E HORIZONTAIS

Os poços direcionais foram introduzidos na perfuração de poços para permitir que a utilização das bases de perfuração de poços, na superfície, pudesse atingir objetivos distantes da mesma. Este tipo de poço tornou-se particularmente útil, tanto para bases em terra, quanto para plataformas marítimas. Algumas situações em que é necessário perfurar poços direcionais são:

- Objetivos longe da locação;
- Perfuração dentro de vilas e cidades;
- Na beira de rios e lagos e do mar;
- Afastamento de poços secos;
- Plataformas marítimas com múltiplos poços;
- Interferir em poços com blowout; e outros

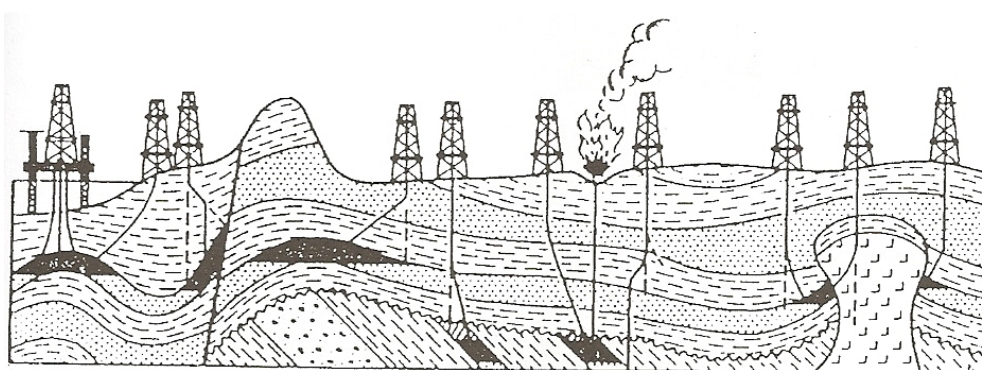


Figura 2.27- Algumas aplicações de poços direcionais[2]

O desvio dos poços é feito por ferramentas especiais como: turbinas; calhas desfiaduras; sub defletores (“*knucle joints*”); brocas com jatos especiais; comandos não magnéticos (*K-monel*) e etc.

Os poços horizontais são poços direcionais, em campos já em desenvolvimento, planejados para penetrar na zona produtora com uma inclinação o mais próximo possível da horizontal. Com isto, aumenta-se a exposição da zona produtora em 100%, pois a parte final do poço fica totalmente envolvida pelo reservatório.

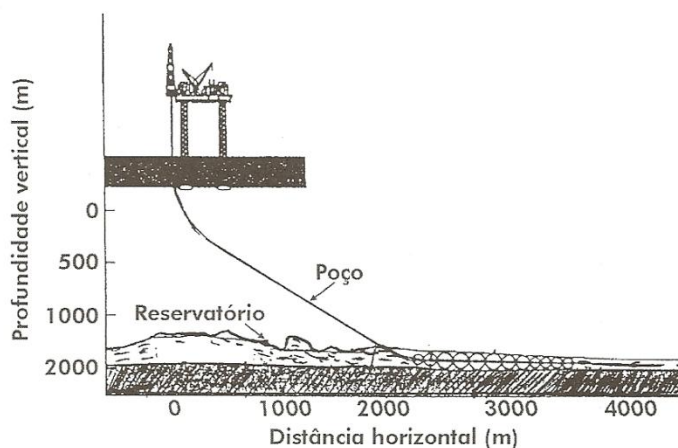


Figura 2.28- Poço Horizontal [2]

2.2.3 FASE DE PRODUÇÃO: COMPLETAÇÃO DO POÇO E POSTERIOR EXPLOTAÇÃO

Ao terminar a perfuração de um poço, é necessário deixá-lo em condições de operar, de forma segura e econômica, durante toda a sua vida produtiva. Ao conjunto de operações destinadas a equipar o poço para produzir óleo ou gás (ou ainda injetar fluidos nos reservatórios) denomina-se *completação*.

Quanto aos aspectos técnico e operacional, deve-se buscar otimizar a vazão de produção (ou injeção) e tornar a completção a mais permanente possível, ou seja, aquela que minimize a necessidade de intervenções futuras para a manutenção do poço (as chamadas operações de “*workover*”).

Em terra, a cabeça de poço fica na superfície (no máximo a uns poucos metros do solo). No mar, em águas rasas, também é possível trazer a cabeça de poço para a superfície, efetuando-se a completção dita convencional, ou seca. Neste caso, a cabeça do poço se apóia numa plataforma fixa que por sua vez, é apoiada no fundo do mar. Mesmo em águas rasas, a cabeça do poço pode ficar no fundo do mar, completando-se com árvore de natal molhada (ANM). Em águas mais profundas, onde é inviável trazer até a superfície, a cabeça de poço fica no fundo do mar, instalando-se ANM.

2.2.3.1 QUANTO AO REVESTIMENTO DE PRODUÇÃO

A completção pode ser a poço aberto, com *liner* canhoneado ou rasgado e com revestimento canhoneado (Figura 2.29).

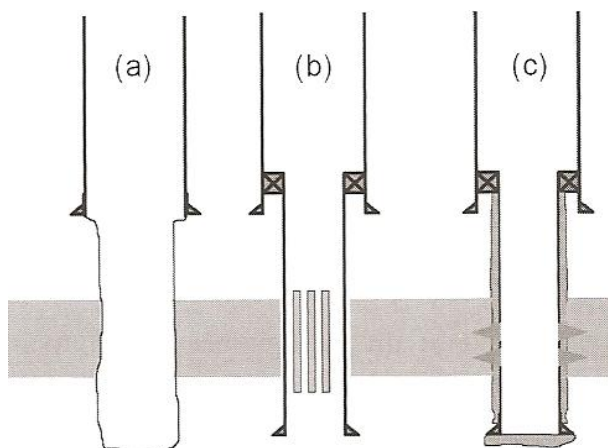


Figura 2.29- Métodos de completção: a) poço aberto b) *liner* rasgado c) revestimento canhoneado[1]

a) A poço aberto

Quando a perfuração atinge o topo da zona produtora, uma tubulação de revestimento é descida no poço e cimentada no anular. Em seguida conclui-se a perfuração até a profundidade final, e o poço é colocado em produção com a(s) zona(s) produtora(s) totalmente abertas. A completção a poço aberto somente é utilizada em formações muito bem consolidadas.

b) Com liner rasgado ou canhoneado

O liner pode ser descido previamente rasgado, posicionando os tubos rasgados em frente às zonas produtoras, ou então, cimentados e, posteriormente, canhoneados na zona de interesse. Utilizada em formações naturalmente fraturadas, tem a vantagem de maior área aberta ao fluxo em relação ao revestimento canhoneado e também menor custo. A utilização do liner rasgado caiu em desuso nos poços convencionais, mas pode-se encontrar boa aplicação em poços horizontais.

c) Com revestimento canhoneado

O poço é perfurado até a profundidade final e, em seguida, é descido o revestimento de produção até o fundo do poço, sendo posteriormente cimentado o espaço anular entre os tubos de revestimento do poço e a parede do poço. Finalmente, o revestimento é canhoneado nos intervalos de interesse, mediante a utilização de cargas explosivas (jatos), colocando assim o reservatório produtor em comunicação com o interior do poço.

2.2.3.2 INSTALAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DE SUPERFÍCIE

Basicamente são instalados a cabeça de produção (Figura 2.30) e o BOP para permitir o acesso ao interior do poço, com toda a segurança necessária, para a execução das demais fases.

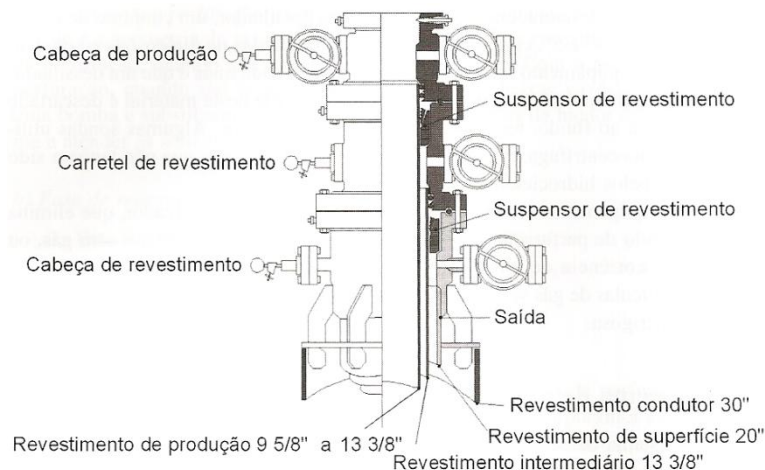


Figura 2.30- Cabeça de poço de superfície [1]

No mar, em águas rasas, pode-se trazer a cabeça do poço até a superfície, prolongando-se os revestimentos que se encontram ancorados nos equipamentos no fundo do mar ("tie back"). Após esta operação de reconexão dos revestimentos, a completação passa a ser similar à completação dos poços terrestres.

2.2.3.3 INSTALAÇÃO DA COLUNA DE PRODUÇÃO

A coluna de produção (Figura 2.31) é constituída basicamente de tubos metálicos, onde são conectados os demais componentes. É descida pelo interior dos revestimentos de produção com as seguintes finalidades básicas:

- Conduzir os fluidos produzidos até a superfície, protegendo o revestimento contra fluidos agressivos e pressões elevadas;
- Permitir a instalação de equipamentos para elevação artificial;
- Possibilitar a circulação de fluidos para o amortecimento do poço, em intervenções futuras

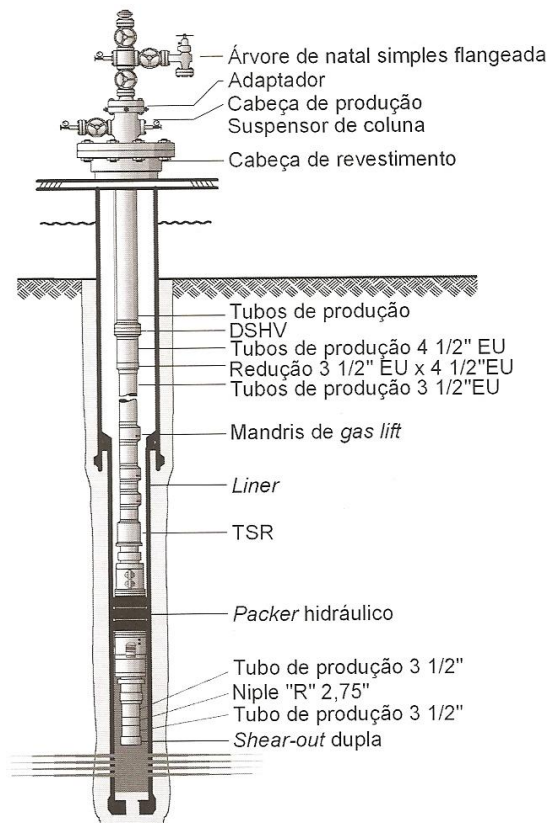


Figura 2.31 - Coluna convencional de produção equipada com gás - lift [1]

- a) “*Shear-out*”: é um equipamento instalado na extremidade inferior da coluna de produção que permite o tamponamento temporário desta, também conhecido por sub de pressurização.
- b) “*Nipples*” de assentamento: servem para alojar tampões mecânicos, válvulas de retenção ou registradores de pressão. Normalmente, são instalados na cauda da coluna de produção, abaixo de todas as outras ferramentas, mas também podem ser instalados, tantos quantos necessários, em vários pontos da coluna.

- c) “*Packer*” de produção: o obturador, ou “*packer*”, tem a função básica de promover a vedação do espaço anular entre o revestimento e a coluna de produção, numa determinada profundidade, com o objetivo de proteger o revestimento (acima dele) contra pressões de formação e fluidos corrosivos; possibilitar a injeção controlada de gás pelo anular, nos casos de elevação artificial por “*gas-lift*” e permitir a produção seletiva de várias zonas (Figura 2.32) por uma única coluna de produção (com mais de um packer).

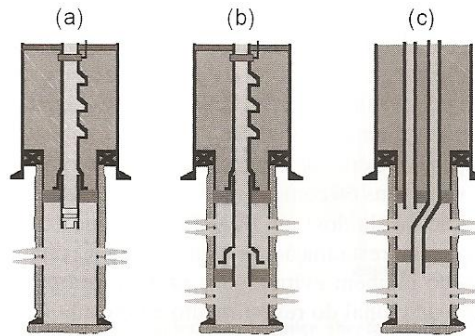


Figura 2.32- Tipos de completação: a)Simples(uma zona) b) seletiva c)Múltiplas zonas[1]

- d) *Junta telescópica (TSR)*: o TSR (“*tubing seal receptacle*”) é usada para absorver a expansão ou contração da coluna de produção, causada pelas variações de temperatura sofridas quando da produção (ou injeção) de fluidos. Também permite a retirada da coluna sem haver necessidade de retirar o packer e a cauda.
- e) *Mandril de “gas-lift”*: são componentes da coluna de produção que servem para alojar as válvulas que permitirão a circulação de gás do espaço anular para a coluna de produção. Estas válvulas podem ser assentadas e retiradas através de operações a cabo e destinam-se à elevação artificial por “*gas-lift*”.

2.2.3.4 MECANISMO DE PRODUÇÃO

Surgência

Um poço é considerado *surgente* quando a pressão do reservatório é suficiente para expulsar os fluidos da formação para a superfície, através da tubulação do poço. Esta pressão deve ser maior do que a soma da pressão na cabeça do poço mais a pressão do peso da coluna dos fluidos, da superfície até a profundidade da zona produtora, acrescida da pressão por fricção, no interior da tubulação e nas restrições encontradas pelos fluidos, no seu caminho para a superfície.

Se os fluidos, para surgirem até a superfície e não necessitam de mais energia além da energia natural do reservatório, tem-se, portanto, *surgência natural*.

Surgência Artificial

Neste caso, é necessário fornecer alguma energia auxiliar, no interior do poço, para que os fluidos atinjam a superfície. Vários sistemas de elevação artificial têm sido desenvolvidos e testados continuamente:

- *Bombeio mecânico por hastes*: consiste de uma unidade motora (cavalo de pau) instalada na superfície.
- *Bombeio hidráulico de superfície*: óleo é bombeado para o fundo do poço, onde é instalada uma bomba hidráulica. O óleo bombeado faz funcionar a bomba, que eleva o fluido da formação juntamente com o óleo bombeado.
- *Bombeio elétrico submerso*: consiste de uma bomba instalada no fundo do poço. A energia elétrica para esta bomba é suprida através de um cabo especial.
- *Sistema de “gas-lift” (elevação por gás)*: neste sistema, a energia é suprida na forma de gás, para auxiliar a elevação do líquido, da formação para a superfície. O processo consiste em se injetar gás no *tubing*, em uma ou várias profundidades, utilizando-se válvulas apropriadas para injeção.

Chama-se de *recuperação secundária* de um campo de petróleo, as técnicas empregadas, nos reservatórios, para recuperar o óleo que não se conseguiu retirar pelos processos naturais e artificiais, citados anteriormente.

O processo mais difundido na recuperação secundária é o de *injeção de água* salgada, utilizando-se poços já perfurados ou poços feitos especialmente para esta finalidade (poços de injeção). Por estes poços, é injetada a água, a qual irá deslocar o petróleo, por um processo de varredura para os poços produtores (Figura 2.33).

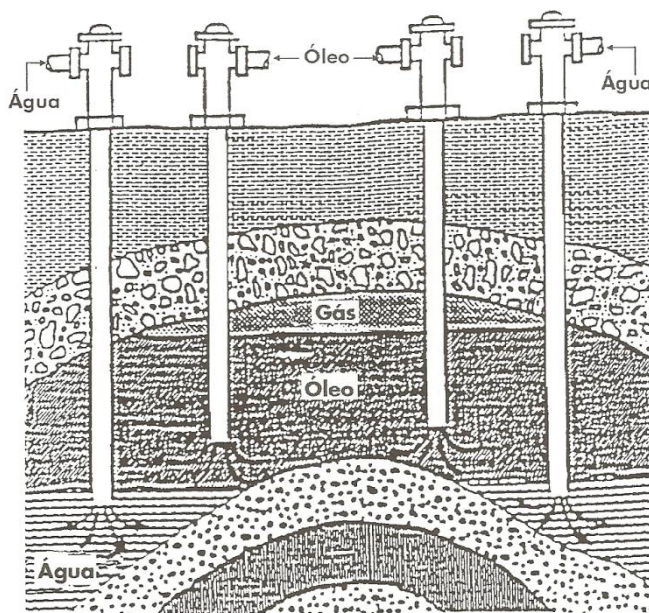


Figura 2.33- Injeção de água em poços de petróleo [2]

Há também poços de injeção de polímeros, surfactante e injeção alcalina ou cáustica, ou seja, injeção de produtos químicos a fim de melhorar a eficiência de deslocamento e varredura volumétrica durante uma injeção d'água.

2.2.3.5 COMPLETAÇÃO DE POÇOS NO MAR

Exceto por umas poucas inovações das instalações, cabeças de poço e árvores de natal, as completações nas plataformas são basicamente, iguais às realizadas em terra. Válvulas de controle, válvulas de segurança e tubulação de escoamento têm configuração bastante semelhantes e utilizam os mesmos componentes ou então muito parecidos.

As instalações submarinas são feitas com o equipamento protegido por uma câmara seca, com sistemas de saturação e uma atmosfera de pressão, ou com o equipamento exposto (molhado) ao meio ambiente do mar. Atualmente, quase todas as instalações submarinas são do tipo “molhado” e requerem várias intervenções de mergulhadores ou de câmaras de televisão guiadas por controle remoto (*ROV-Remote Operated Vehicle*) para instalação e remoção dos equipamentos submarinos.

Satélite com vários poços

Um “*template*” submarino (Figura 2.34), com postes guias e receptáculos para a cabeça de poço é apropriado para perfurar um número de poços satélites, um perto do outro. Assim desde a perfuração dos poços, já há uma grande economia, já que a plataforma não precisa ser removida e ancorada de poço a poço, pois um ajustamento das linhas ou correntes das âncoras permite o seu deslocamento entre poços.

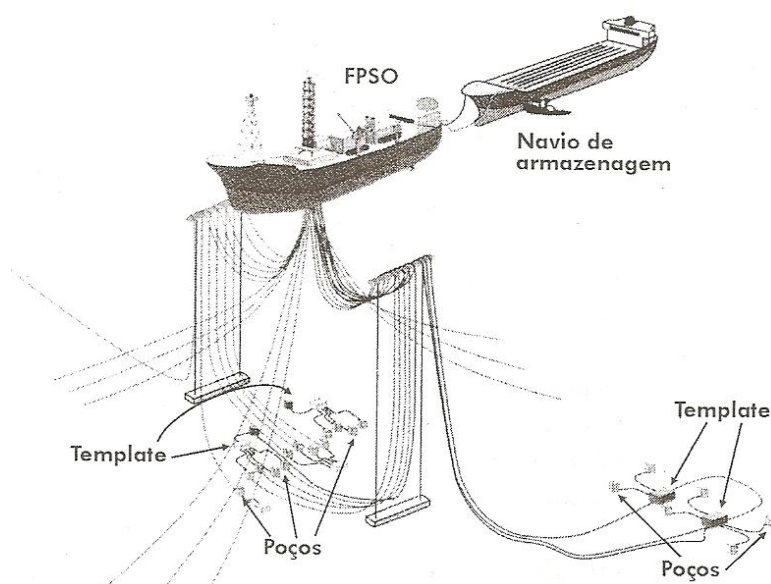


Figura 2.34- Templates com vários poços [2]

“Manifolds” ou conjunto de válvulas

Uma técnica para combinar algumas vantagens de um satélite simples, com a economia do template para vários poços, é a de produzir satélites moderadamente separados, para a instalação de um “*manifold*” submarino. Este equipamento deve possuir válvulas e controles para produzir ou testar cada poço seletivamente e deve reduzir o custo de todo sistema de tubulações e controle, no caso em que a plataforma esteja distante das facilidades do processo (Figura 2.35).

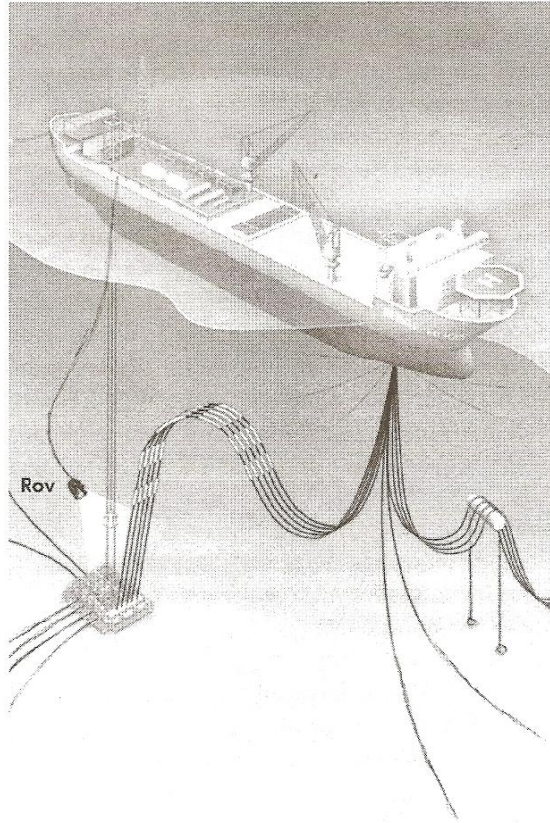


Figura 2.35- Arranjo submarino com *manifold* [2]

Árvore de natal molhada (ANM)

A ANM é um equipamento instalado no fundo do mar constituído basicamente por um conjunto de válvulas tipo gaveta, um conjunto de linhas de fluxo e um sistema de controle interligado a um painel localizado na plataforma de produção, com a finalidade de permitir, de forma controlada, o fluxo de óleo do poço. Podem ser classificadas, quanto ao modo de instalação e de conexão das linhas de produção e controle:

- *diver operated (DO)*: operadas por mergulhador instaladas em lâmina d'água (LA) de até 200 metros.
- *diver assisted (DA)*: assistidas por mergulhador, não existem válvulas de acionamento manual, cabendo ao mergulhador apenas de fazer as conexões das linhas de fluxo (até 300m de LA).

- *diverless (DL)*: sem mergulhador, todas as conexões e/ou acoplamentos são feitos através de ferramentas ou conectores hidráulicos, inclusive linhas de fluxo (até 400 metros de LA).
- *diverless lay-way (DLL)*: é a ANM do tipo DL com maior facilidade de conexões das linhas de fluxo e controle. Estas descem com as linhas de fluxo e controle conectadas diretamente à ANM e também possuem interface com o ROV (até 500 metros de LA).
- *diverless guidelineless (GLL)*: são utilizadas em poços com profundidade superiores a 500 metros de profundidade, perfurados por unidades de posicionamento dinâmico (sem cabos guia) ou por unidades com padrão de ancoragem especial (até 1000 metros de LA).

A figura abaixo ilustra os diferentes tipos de ANM (Figura 2.36).

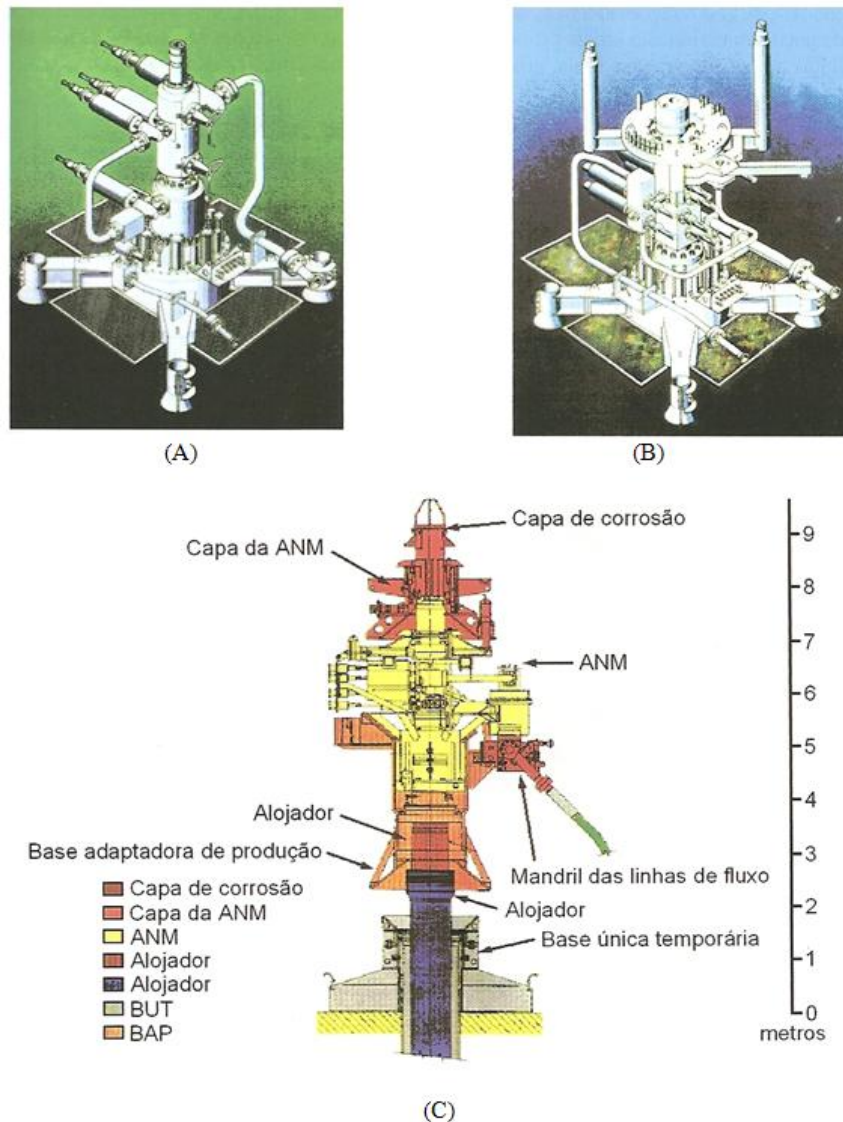


Figura 2.36- Arvore de Natal do tipo “molhada”: a) DO b)DA c) GLL [1]

2.3 UNIDADES DE PERFURAÇÃO MARÍTIMA E ESTRUTURAS DE SISTEMAS DE EXPLOTAÇÃO SUBMARINA

Nesta etapa, faz-se um apanhado das principais estruturas utilizadas no mar para produção no fundo do mar e descrição das instalações no interior de uma plataforma. Uma visão geral de como é feita a ancoragem no leito do oceano e as principais diferenças entre cada tipo de plataforma, bem como, um resumo dos principais unidades de perfuração marítima.

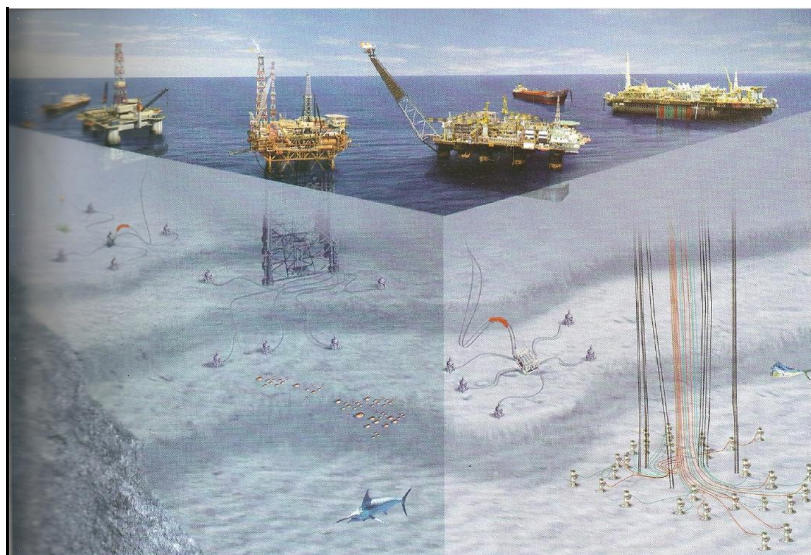


Figura 2.37- Evolução das plataformas [5]

2.3.1 PLATAFORMAS FIXAS

As plataformas fixas foram as primeiras unidades utilizadas, e têm sido instaladas em lâminas d'água de até 412 metros (Bulwin Pile-GOM-1991 [11]) e responsável por grande parte do petróleo produzido no mar.

Geralmente, as plataformas fixas são estruturadas moduladas de aço que são instaladas no local de operação com estacas cravadas no fundo do mar. Devido aos altos custos envolvidos no projeto, construção e instalação da plataforma, sua aplicação se restringe ao desenvolvimento do campo, já conhecidos, onde vários poços são perfurados, sendo um vertical e outros direcionais. Estas plataformas são projetadas para receberem todos os equipamentos de perfuração, estocagem de materiais, alojamento de pessoal, bem como todas as instalações necessárias para a produção dos poços.

Uma sequência típica da construção deste tipo de unidade de produção inicia-se com a construção das jaquetas montadas em bases terrestres sobre um par de trilhos e depois, é levada por arraste para cima de uma balsa. Logo após, o conjunto é transportado, puxado por rebocadores, para o local onde será posicionada (Figura 2.38). O descarregamento é realizado flutuando horizontalmente; é então suspensa, por uma balsa guindaste, pela parte superior e descida, inundando-se as colunas de lastro, para o fundo do mar, na sua locação definitiva (Figura 2.39-a e b).

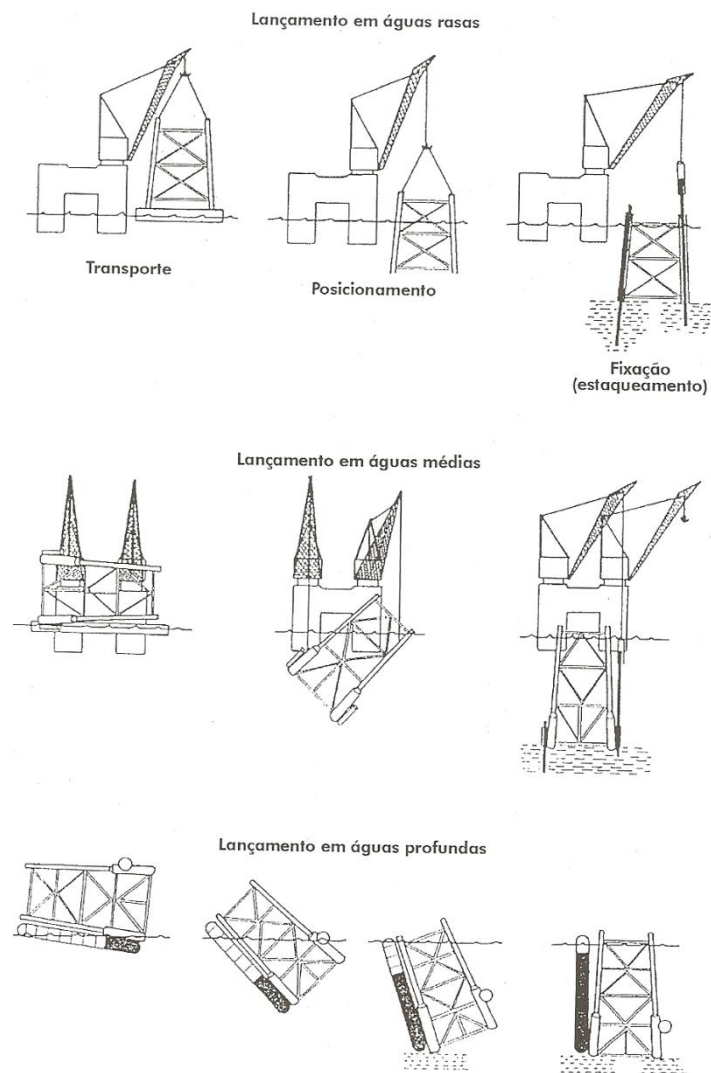


Figura 2.38- Sequência de instalação de Jaquetas [2]



(A)



(B)

Figura 2.39-) Lançamento da Jaqueta b) Cravação das estacas [21]



Figura 2.40- Instalação do convés [21]

Posteriormente, as estacas ou *pilotis* são cravados e cortados acima do topo das colunas principais da jaqueta que servem como guias de cravação e onde será apoiado o deque conforme a Figura 2.40. Algumas empresas preferem colocar vedantes (“packers”) no fundo de cada perna da jaqueta e cimentar o espaço anular entre as estacas e a perna; desta maneira, a estrutura e os pilotis distribuem a carga axial do deque e os esforços horizontais, provocados pelos momentos decorrentes das ondas do mar.

É importante ainda destacar que todo o sistema de cabeça de poço e BOP, bem como a completação (árvore de natal convencional) deste tipo de plataforma é realizado na superfície, ou seja, é do tipo “seca”.

2.3.2 PLATAFORMAS AUTO-ELEVÁVEIS

As plataformas auto-eleváveis (PAs) (Figura 2.41), são constituídas, basicamente, de uma balsa equipada com estruturas de apoio, ou pernas, que acionadas mecânica ou hidraulicamente movimentam-se para baixo até atingirem o fundo do mar. Em seguida, inicia-se a elevação da plataforma acima do nível d’água, a uma altura segura e fora da ação das ondas.



Figura 2.41- Plataforma auto-elevável [1]

São plataformas móveis, sendo transportadas por rebocadores ou com propulsão própria, destinadas à perfuração de poços exploratórios na plataforma continental, em lâminas d'água que variam de 5 a 180 metros [7].

Devido à estabilidade desta unidade, as operações de perfuração são semelhantes às realizadas em terra. Os revestimentos são assentados no fundo do mar e estendidos até a superfície, abaixo da estrutura. Em seguida, é conectado o equipamento de segurança e controle do poço (ESCP).

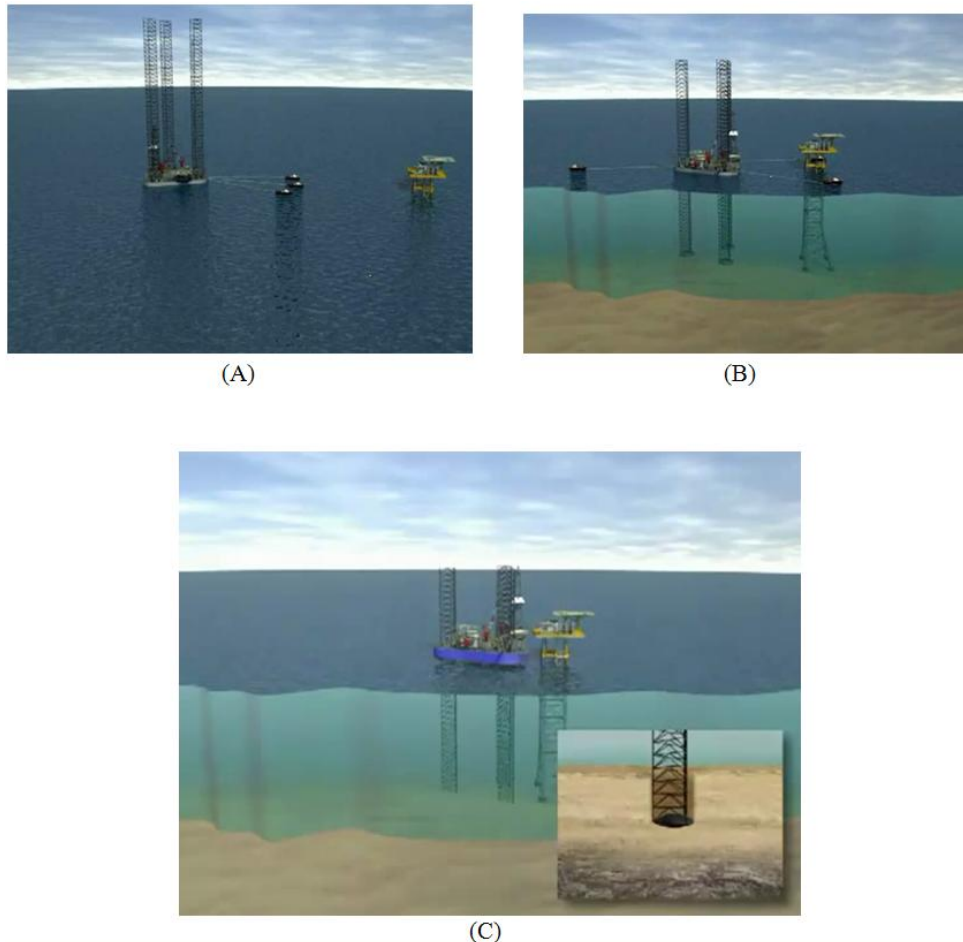


Figura 2.42- a) Transporte b) Deslizamento vertical das pernas c) Fixação das pernas no leito do mar [21]

2.3.3 PLATAFORMAS DE CONCRETO

Estas estruturas de concreto têm uma grande fundação inferior em lugar de pilares e são pesadas o suficiente para resistir as pressões e momentos laterais provocadas pelas ondas, correntes e ventos. Elas são preferidas pelas empresas européias, principalmente para o Mar do Norte. A maior parte destas estruturas é construída para estocar o óleo produzido, enquanto aguarda o seu transporte para os navios petroleiros.

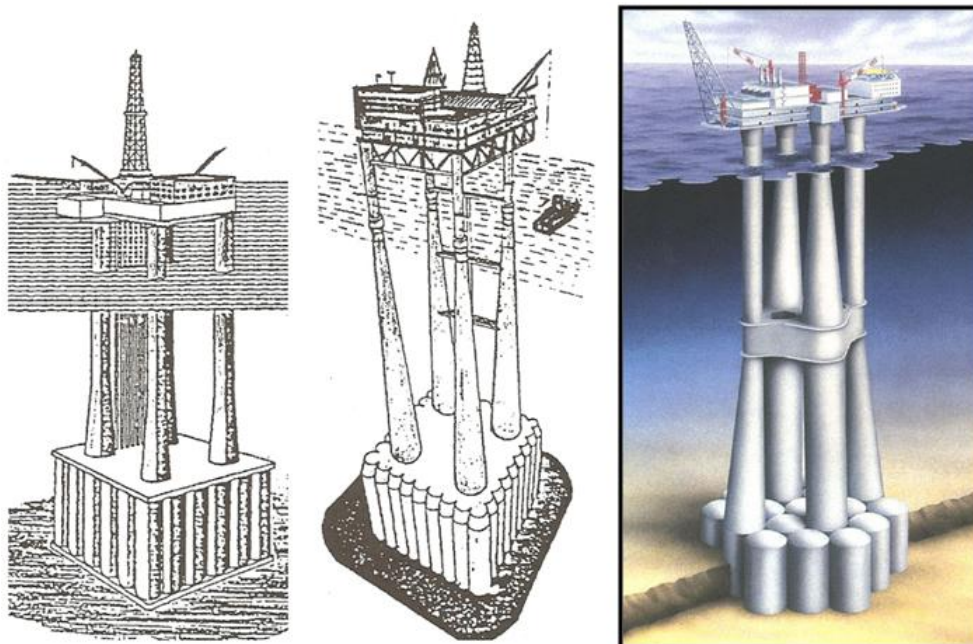


Figura 2.43- Plataformas tipo gravidade de concreto [2] [7]

No caso da plataforma fixa de concreto a fundação é baseada na bomba de vácuo (estacas de sucção-“Suction Pile”), para fixação da plataforma no leito do mar no local de produção são utilizados pilares de sucção, ou seja, é feito um vácuo no interior deste pilar, fazendo com que a pressão externa seja muito maior que a interna, que é zero.

Por ser também uma plataforma fixa, todo o sistema de cabeça de poço e BOP, bem como a completação (árvore de natal convencional) deste tipo de plataforma é realizado na superfície, ou seja, é do tipo “seca”.

Cabe lembrar que todas as plataformas fixas citadas anteriormente, são utilizadas tanto para a etapa de perfuração como para a etapa de produção, sendo que na primeira etapa principalmente em campos conhecidos, onde são necessários vários poços a serem perfurados, para seu desenvolvimento, ou seja, perfuração e produção de um campo de petróleo.

2.3.4 PLATAFORMA SEMI-SUBMERSÍVEL

As plataformas semi submersíveis são compostas, basicamente, de uma estrutura com um ou mais conveses, apoiada por colunas em flutuadores submersos, com a finalidade de oferecer lastro e flutuação à plataforma, sendo estes flutuadores são denominados de ‘pontoon’.

Pode ser tanto com completação do tipo “molhada” como do tipo “seca”, o que vai determinar o tipo de cabeça de poço é a profundidade de perfuração do reservatório e/ou produção.

As plataformas de produção ficam instaladas numa determinada localização em torno de vinte anos e não armazenam óleo, ao contrário dos FPSO’s que serão vistos mais adiante. Estas, geralmente, são denominadas semi-submersíveis de produção. Já as plataformas de perfuração ficam por um período curto e geralmente, denominadas MODUs (“*Mobile Offshore Drilling Unit*”).



Figura 2.44- Plataforma Semi-submersível [1]

Uma unidade flutuante sofre movimentações devido à ação das ondas, correntes e ventos, com possibilidade de danificar os equipamentos a serem descidos no poço. Assim, é necessário que ela fique posicionada na superfície do mar, dentro de um círculo com raio de tolerância ditado pelos equipamentos de subsuperfície.

Dois tipos de sistemas são responsáveis pelo posicionamento:

(i) *O sistema de ancoragem* é constituído por oito a dezesseis âncoras e cabos e/ou correntes atuando como molas que produzem esforços capazes de restaurar a posição da unidade flutuante, modificada pela ação das ondas, ventos e correntezas.

A plataforma é mantida na locação através de linhas de ancoragem que podem ser do *tipo convencional*, instalada na forma de *catenária* com raio de ancoragem três vezes a lâmina d'água. Porém, com o aumento das atividades, esse sistema pode congestionar o fundo do mar devido aos equipamentos de produção ou perfuração (Figura 2.45 a).

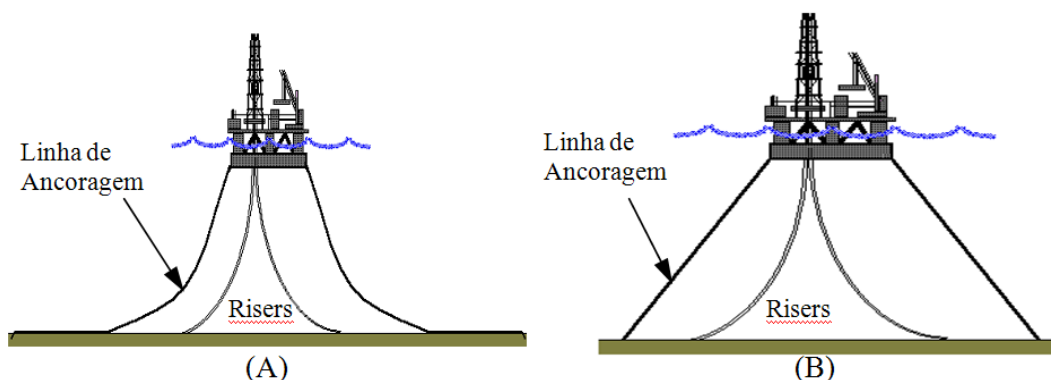


Figura 2.45- a) ancoragem tipo convencional (catenária) b) ancoragem tipo “taut-leg”[3]

O sistema “*Taut-Leg*” (linhas esticadas) reduz expressivamente o raio de ancoragem (Raio de ancoragem = Lâmina d’água), aumenta a relação capacidade de carga e custo e, contribui para reduzir a deriva da plataforma ancorada (Figura 2.45 b).

As plataformas semi-submersíveis de perfuração (MODU), assim como as de produção vistas anteriormente, também possuem os dois tipos de ancoragem conforme ilustrado abaixo.

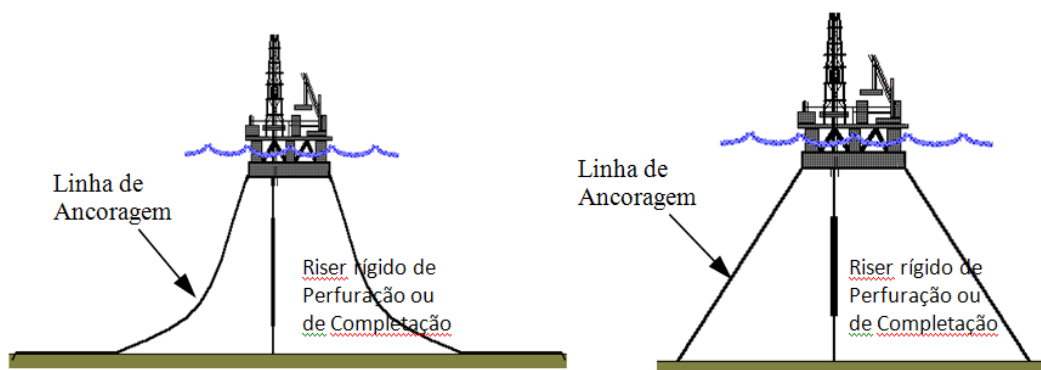


Figura 2.46- a) ancoragem tipo convencional (catenária) b) ancoragem tipo “taut-leg”[3]

(ii) O sistema de *posicionamento dinâmico* não exige ligação física da unidade flutuante com o fundo do mar, exceto a dos equipamentos de perfuração. Sensores de posição determinam a deriva e propulsores no casco acionados por computador restauram a posição da plataforma. Devido aos grandes passeios da plataforma, durante as operações de perfuração, os revestimentos ficam apoiados no fundo do mar por intermédio de sistemas especiais de cabeça de poço submarino. Sobre estes se conectam equipamentos de segurança e controle de poço, sendo que o retorno do fluido de perfuração à superfície é feito através de uma coluna, chamada “*riser*” de perfuração, que se estende até a plataforma sendo, portanto, suscetível as mais diversas solicitações de corrente e tração devido aos dispositivos de compensação de movimentos.

2.3.5 NAVIOS-SONDA

São navios adaptados ou especialmente construídos para perfurar em águas muito profundas (mais de 1000 metros de profundidade). O navio tem maior mobilidade do que os outros tipos de plataformas, mas não são tão estáveis como as semi-submersíveis.



Figura 2.47- Navio – sonda (Foto de autoria de Enrique Fernandez,1987) [1]

Sua maior vantagem é a de perfurar em grandes profundidades. Assim como as semi-submersíveis, podem ter sistemas de ancoragem ou sistema de posicionamento dinâmico. Outra vantagem é a sua grande capacidade de estocagem, maior que os dos outros tipos de plataformas.

Esse tipo de plataforma não é utilizado para fase de produção de petróleo, sendo preferidas para perfuração de poços exploratórios, ou seja, poços que serão produtivos ou não.

2.3.6 PLATAFORMA “TENSION-LEG”

A plataforma tipo TLP é semelhante a do tipo semi-submersível, conforme pode ser observado na Figura 2.48, com exceção do sistema de ancoragem e é utilizada a árvore de natal seca. Uma plataforma do tipo semi-submersível é usualmente ancorada por um sistema convencional em catenária ou “taut-leg”, caracterizando-se pela existência de uma força de restauração no plano horizontal, mas nenhuma ou quase nenhuma no plano vertical.

De forma diferente, o sistema de ancoragem da plataforma TLP é constituído de linhas verticais, denominadas de tendões, que são tracionados pela força de restauração hidrostática da plataforma (diferença entre peso e empuxo) [8]. As forças de restauração no plano horizontal são fornecidas pela componente horizontal da tração dos tendões, que surge quando a plataforma é deslocada da sua posição de equilíbrio.

Devido a este sistema de ancoragem, os movimentos da plataforma são severamente reduzidos, por isto, todas as operações de perfuração e completação são iguais à das plataformas fixas.

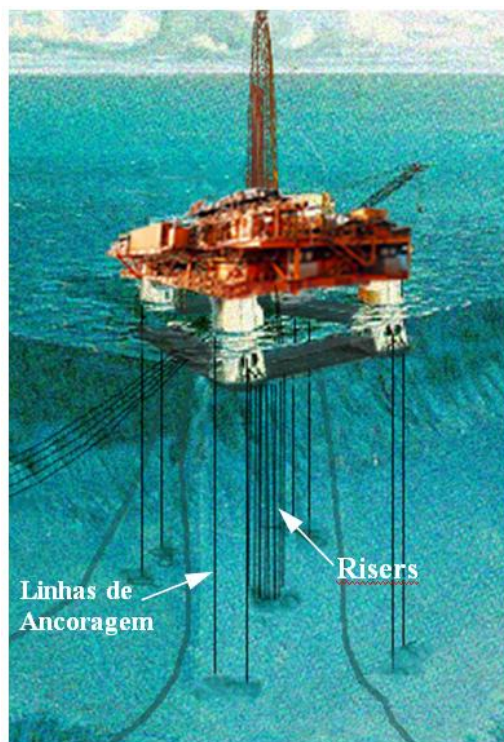


Figura 2.48- Plataforma com pernas tracionadas (TLP) [8]

2.3.7 PLATAFORMAS TIPO “SPAR BUOY”

O sistema “*Spar*” se constitui em um casco cilíndrico, de aço, capeado por uma parede de concreto, ancorado no fundo do mar e mantido flutuando, com pequenas oscilações provenientes das ondas e, conseqüentemente, possibilitando a adição de “*risers*” de produção rígidos. As “*Spars*” possuem bóias, nos “*risers*” de produção, em vez de sistemas de tração, como nas TLP’s.

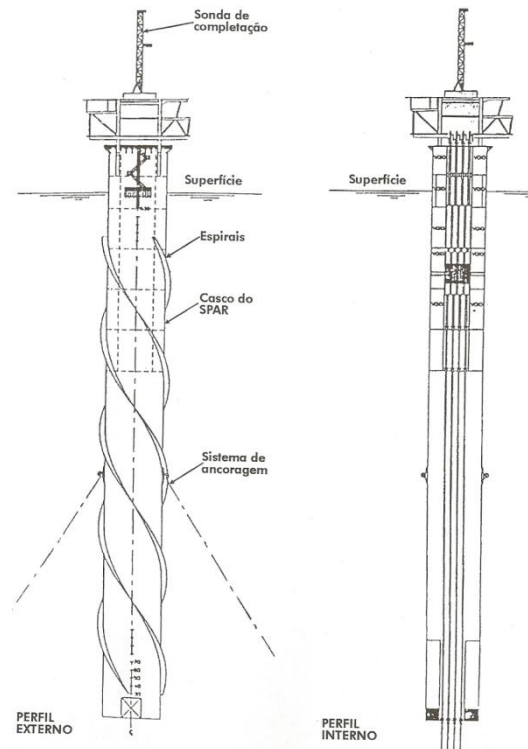


Figura 2.49- Plataforma tipo “SPAR [2]

É importante observar a utilização de *supressores de vórtices* em torno do cilindro.

Cada módulo da plataforma é transportada através de barcaças e rebocadores, similares às jaquetas plataformas fixas. Após o lançamento da estrutura principal, que vai se posicionando na vertical conforme a estrutura vai ganhando lastro, é instalado o convés no topo da estrutura semi-submersa.



Figura 2.50- Transporte e lançamento da estrutura principal (Genesis-Golfo do México) [21]



Figura 2.51 - Instalação do convés) [21]

Se um grande número de “risers” de produção for necessário, a plataforma terá um casco de grande diâmetro e, conseqüentemente, serão necessárias linhas de ancoragem maiores e mais pesadas. Este tipo de plataforma é instalada somente na fase de produção do poço de petróleo e seu sistema de cabeça de poço é, preferencialmente, do tipo seca.

2.3.8 NAVIOS TIPO “FPSO” E “FSO”

Este tipo de unidade estacionária de produção (FPSO-“*Floating Production Storage Offloading*”) consiste na utilização de um navio ancorado, que suporta no seu convés uma planta de processo, armazena o óleo produzido e ainda permite o escoamento da produção para outro *navio aliviador*, que é periodicamente amarrado no FPSO para receber e transportar o óleo até os terminais petrolíferos.

Não é desejável que os navios recebam condições ambientais severas de través (perpendicular ao eixo popa-proa), visto que a área do costado exposta às forças de arrasto devidas às ações da onda, vento e corrente é muito grande [7].

Para evitar esta condição, pode-se empregar um equipamento chamado de “*turret*” (SPM-“*Single Point Mooring*”), que é constituído de rolamentos que permitem o navio girar e ficar alinhado com as condições ambientais extremas (“*weathervane*”), ou seja, o navio receberá a resultante das forças ambientais seguindo o eixo popa-proa. As linhas de ancoragem podem ser em catenária (convencional) ou “*taut-leg*”.

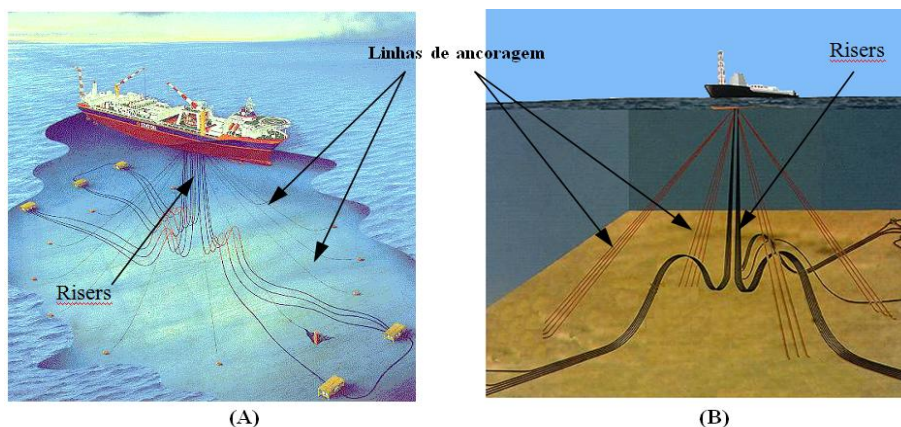


Figura 2.52 - a) Navio ancoragem convencional b) Navio ancoragem “taut-leg”[3]

Outra alternativa é o uso do sistema de ancoragem denominado de DICAS (*“Differentiated Compliant Anchorage System”*) ou *“Spread Mooring”*. A diferença básica entre o sistema DICAS e um SPM, é que este último se alinha com a direção da resultante das ações ambientais, enquanto o DICAS realiza isto parcialmente, tendo, portanto, situações em que fica efetivamente com o mar incidindo de través, ou seja, a 90° com o eixo do navio [7]. O sistema DICAS por dispensar o “turret” é um sistema mais simples sob o ponto de vista de construção.

Esta alternativa está sendo utilizada como exemplo na unidade P-50 (Campo de Albacora leste). Neste sistema de ancoragem, foram utilizadas as estacas torpedo, tanto para o navio como para os dutos flexíveis submarinos que interligam os “risers” à árvore de natal molhada [21].

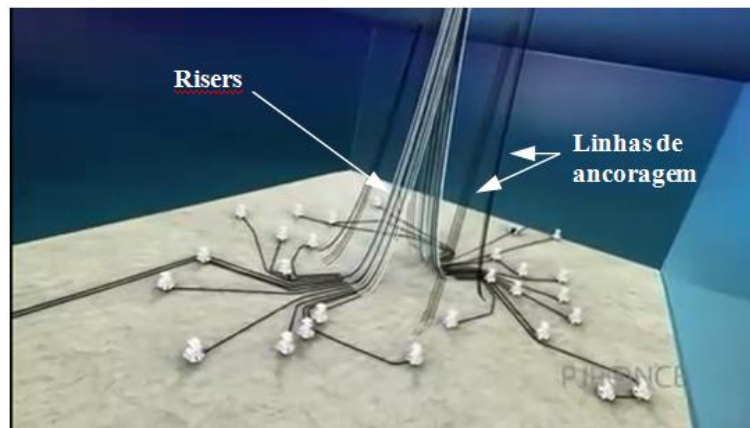


Figura 2.53- Arranjo submarino da P-50 (Campo de Albacora Leste) [21]

FSO (“floating storage and offloading”)

Utilizados apenas para armazenar o óleo, quando passamos a denominá-los de FSO (*“floating, storage and offloading”*). Em geral, são usados navios de grande porte, chamados de VLCC (*“Very Large Crude Carrier”*) ou VLOO (*“Very Large Ore Oil”*).

3. RISERS

3.1 DESCRIÇÕES DE UM SISTEMA DE RISERS

3.1.1 CONCEITOS FUNDAMENTAIS

Um sistema de risers é essencialmente um duto (ou tubulações) que estabelece uma conexão entre as plataformas marítimas (fixas / flutuantes) na superfície e a cabeça de poço no leito do mar. Sua principal função é transportar os fluidos provenientes do poço até a plataforma ou vice-versa, como no caso de um poço injetor.

Existem dois tipos principais de risers: *risers rígidos* e os *risers flexíveis*. O riser híbrido é a combinação dessas duas classificações (pouco utilizado).

Os dois problemas mais importantes associadas às análises de “risers” são os decorrentes da fadiga e ao fenômeno de desprendimento de vórtices (VIV), que são os principais focos deste trabalho. Devido à importância destes dois pontos, a fadiga será descrita no capítulo 4 e o VIV no capítulo 5, ficando esta etapa destinada a uma descrição geral dos tipos de “risers” existentes em operação nas principais bacias petrolíferas, e os carregamentos associados ao projeto do mesmo.

A configuração de um sistema de risers deve ser de tal maneira que as solicitações externas transmitam esforços locais no riser dentro de limites aceitáveis do material em questão. Essas solicitações externas são essencialmente:

- Tensão e esforços seccionais;
- Vibrações induzidas por vórtices (VIV) e inibidores de vórtices;
- Fadiga devida às ondas e correntes (VIV);
- Interferência.

Um riser deve ser o mais curto possível, a fim de reduzir o consumo de material e custos com instalação, mas deve ter flexibilidade o suficiente para permitir o máximo passeio da unidade flutuante.

3.1.2 FUNÇÕES DE UM RISER

O sistema de riser em uma unidade de produção pode ter múltiplas funções, tanto nas fases de perfuração e produção. Essas funções incluem:

- Produção/Injeção;
- Exportar/Importar ou circular fluidos;
- Perfuração;
- Completação e colocação de um poço para produção (“workover”).

Um típico sistema de riser é composto basicamente de:

- Condutor;
- Interface entre a unidade marítima e a cabeça de poço;
- Componentes;
- Auxiliares.

O arranjo (configuração) e o tipo de riser a ser adotado dependerá das condições de carregamento, lâmina d'água, acesso à plataforma, localização do *hang off*, layout do campo de petróleo como número e tipos linhas de ancoragem e, ainda em particular, a resposta da unidade flutuante devido às ondas e características do movimento do navio.

Os movimentos de uma unidade flutuante são considerados em um sistema de eixos XYZ e divididos em seis graus de liberdade, sendo três rotações e três translações (Figura 3.1).

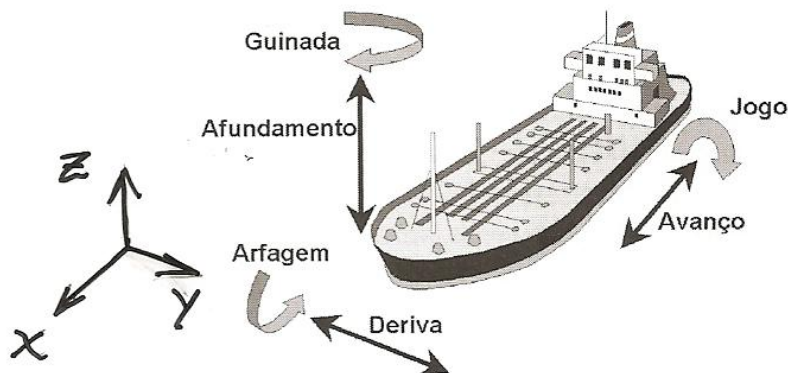


Figura 3.1- Graus de Liberdade de um FU [1]

a) *Movimentos de translação*

- Avanço ou “*Surge*”, que é a translação na direção X
- Deriva ou “*Sway*”, translação na direção Y
- Afundamento ou “*Heave*”, translação em direção Z

b) *Movimentos de Rotação*

- Jogo ou “*Roll*”, rotação em torno do eixo X
- Arfagem (Galope) ou “*Pitch*”, rotação em torno do eixo Y
- Guinada ou “*Yaw*”, rotação em torno do eixo Z

3.1.3 PRINCIPAIS CONFIGURAÇÕES DE UM RISER FLEXÍVEL

Os risers flexíveis podem ser instalados em diferentes configurações e cada uma é determinada de acordo com a produção requerida e condições de carregamento do local de instalações. Análises estáticas são realizadas para determinar a configuração do riser flexível, sendo que nessas análises são levados em conta os seguintes aspectos:

- o comportamento global e geometria do riser;
- integridade estrutural, rigidez e continuidade
- propriedades seccionais ao longo do riser
- meios de manter a configuração ao longo de sua vida útil
- Material
- Custos

- a) *Catenária Simples (“free Hanging Catenary”)*: é a configuração mais simples para um riser flexível e também o mais barato para instalar porque é necessário o mínimo de infra-estrutura subsea (layout submarino) e é de fácil instalação. Neste tipo de configuração, o riser é exposto a carregamentos muito severos devidos aos movimentos da plataforma e, portanto, pode ocorrer compressão no TDP (“touch down point”) devido aos movimentos verticais da plataforma (“heave”). Em águas ultra-profundas, a tração no topo é alta, pois é onde se suporta o peso de toda a linha.

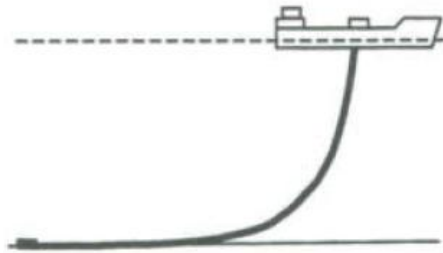


Figura 3.2--“Free hanging Catenary” [9]

- b) *“Lazy wave / steep wave”*: no tipo “lazy wave” um sistema de bóias é adicionado ao longo do comprimento do riser; desta maneira, o movimento do navio é desacoplado do TDP do riser. Essas bóias são feitas de uma espuma especial que possui a propriedade de baixa absorção de água. E também devem ser instaladas no riser de maneira que não escorregue alterando a configuração do riser causando esforços adicionais não previstos no projeto. O tipo “steep wave” é similar ao “lazy wave”, porém necessita de mais infra-estrutura submarina que o anterior e também necessita de um enrijecedor submarino na cabeça de poço, a fim de diminuir os esforços nessa região devido ao passeio da plataforma.

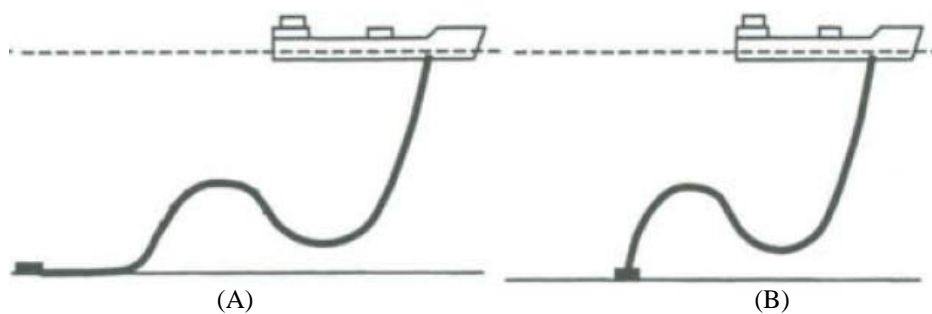


Figura 3.3- a)“Lazy Wave” b) “Steep Wave” [9]

- c) *“Lazy S / steep S”*: nessas configurações, há uma bóia submarina fixa em uma estrutura no leito do mar através de correntes de ancoragem. Assim, evita-se o problema de compressão do riser no TDP mencionado anteriormente. A maior parcela dos esforços induzidos pela plataforma são transferidos para esta bóia, ficando o TDP com uma variação de tensão desprezível.

Este tipo de configuração só é utilizado apenas quando for inviável tecnicamente a utilização da catenária livre ou configurações em “wave” em um determinado campo. Como no caso do “steep wave”, no “steep S” é necessário um enrijecedor submarino.

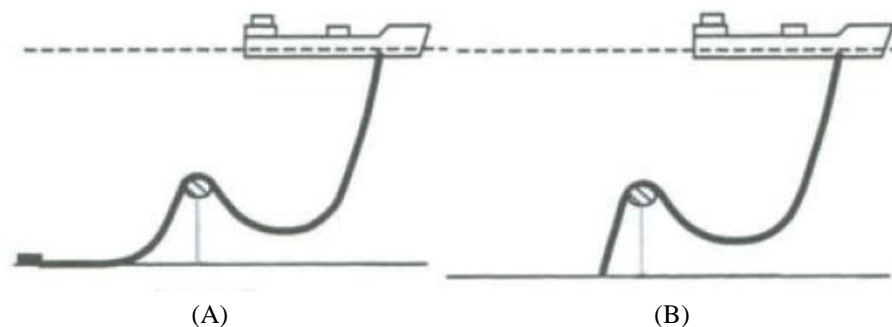


Figura 3.4- a)“Lazy S” b) “Steep S” [9]

OBS: Mesmo no “Lazy wave” ou “Lazy S”, quando os esforços no TDP for ainda determinante para a vida útil do riser, utiliza-se as configurações “Steep Wave” ou “Steep S”.

- d) “*Pliant Wave*”: essa configuração é similar ao “Lazy Wave”, porém há uma âncora que suporta a região do TDP e os esforços de compressão são transferidos para este apoio e não para o riser. O outro benefício deste tipo de arranjo é que todo o duto (“flowline”) após o TDP é fixado no leito do mar logo abaixo do navio, sem a necessidade de um navio auxiliar, em caso de intervenção do poço.

Este tipo de arranjo é apenas utilizado caso for inviável a utilização das opções anteriormente citadas.

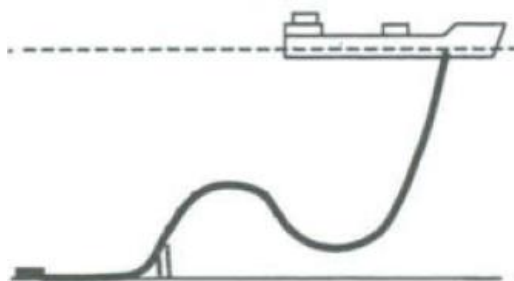


Figura 3.5--“Pliant Wave” [9]

3.1.4 COMPONENTES DE UM FLEXÍVEL

Os equipamentos que compõem o sistema de riser devem ter resistência suficiente para suportar a tração e momentos fletores ao longo de seu comprimento, bem como devem possuir flexibilidade suficiente para resistir à fadiga e, devem ser leves o suficiente para diminuir o sobrepeso no riser (tração de topo) e, as flutuações necessárias para a melhor disposição da configuração do riser.

3.1.4.1 JUNTAS (“Riser Joints”)

As juntas de um riser são construídas a partir de um tubo único (sem fendas) dotado de conectores mecânicos soldados nas duas extremidades.

3.1.4.2 CONJUNTO DE BÓIAS

Conforme mencionado anteriormente, essas bóias são instaladas ao longo do comprimento do riser a fim de diminuir as trações no topo na superfície. Esses módulos podem ser câmaras de ar de paredes finas ou fabricados a partir de uma espuma sintética com baixa capacidade de absorção de água.

3.1.4.3 ENRIJECEDORES (“Bend Stiffener”)

Uma das áreas críticas de um riser flexível é o topo, na região próxima ao “hang-off”. Esta região está suscetível a grandes momentos fletores podendo ter um raio de curvatura menor que resistido pelo riser devido ao passeio da plataforma; além disso, neste ponto há um alto valor de tração devido ao carregamento do próprio peso suspenso o que agrava a situação. Portanto, é necessário um enrijecedor de curvatura, que promove uma variação gradual de rigidez entre o riser e sua conexão rígida de aço na plataforma (Figura 3.6).

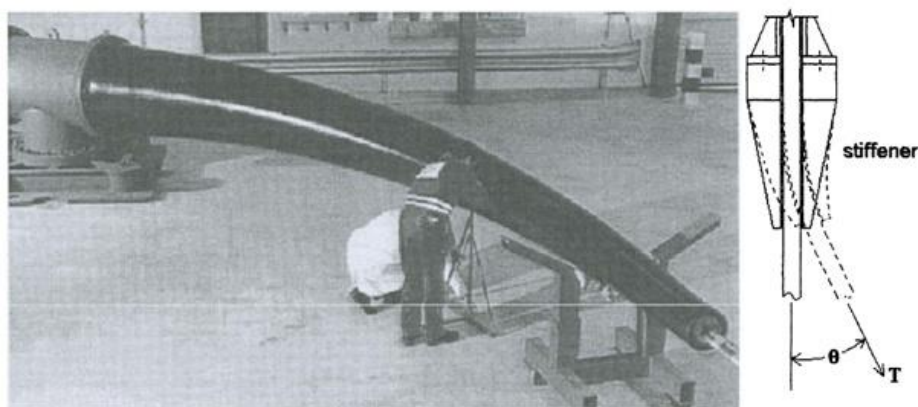


Figura 3.6- Exemplo de um Enrijecedor (“Bend stiffener”) [9]

Esses enrijecedores são normalmente fabricados em poliuretano e também podem ser utilizados no fundo do mar quando em configuração “Steep Wave” e “Steep S” próximo à cabeça de poço, dando suporte ao riser na conexão de fundo e prevenir pequenos raios de curvatura nessa região.

3.1.4.4 RESTRITOR DE CURVATURA (“Bend Restrictor”)

Normalmente, é instalado em pontos críticos, com o objetivo de proporcionar resistência adicional aos esforços de flexão impedindo que o riser flexione com um raio de curvatura menor que o permitido pelo restritor, onde a rigidez cresce ao infinito.

Na prática, os restritores de curvatura são projetados para limitar os momentos em dutos (“flowlines”) estáticos através de uma trava mecânica ao longo do mesmo (Figura 3.7).

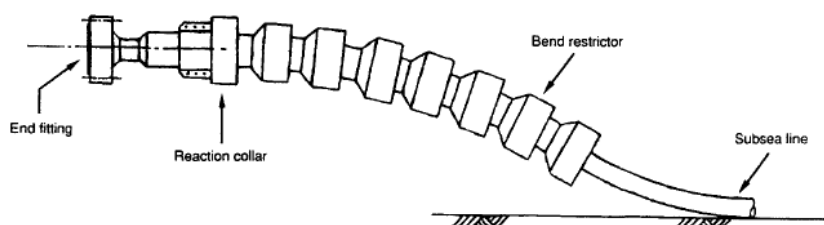


Figura 3.7- Restritor de Curvatura (“Bend Restrictor”) [9]

São fabricados a partir de um plástico bastante rígido e instalados no final do duto, na região da cabeça de poço, ou na base de risers restringindo os esforços de flexão e cisalhamento.

3.1.5 RISERS RÍGIDOS EM CATENÁRIA E RISERS RÍGIDOS TRACIONADOS NO TOPO

Tem sido de uso prático, a utilização de risers tracionados no topo (“Top Tensioned riser”) em águas rasas e intermediárias. Porém, como a demanda por projetos em águas profundas e ultra profundas tem aumentado, a necessidade de uma nova metodologia de projeto de risers para essas novas condições de carregamento também aumentou. Os risers tracionados verticais são muito sensíveis aos movimentos verticais (“heave”) das plataformas, causados pelas ondas e, como a rotação das conexões de topo e de fundo são limitadas, este tipo de riser pode ser suscetível aos grandes esforços proveniente das correntes.

Se a plataforma possui movimentos alternados na direção vertical, é necessário algum equipamento que compense essa variação de tração, uma vez que, se este valor é reduzido, poderá causar grandes momentos fletores ao longo do riser, principalmente se o riser estiver localizado em uma região de grandes velocidades de corrente. Em outras palavras, se a tração efetiva for negativa a flambagem de Euler pode ocorrer causando danos gravíssimos ao riser e consequências ambientais que pode perdurar por anos.

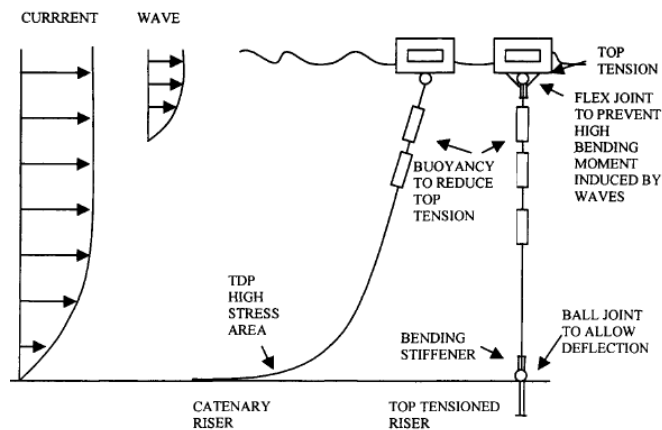


Figura 3.8- Configurações para risers rígidos [9]

O riser rígido com a configuração em catenária (SCR-“Steel Catenary Riser”) compensa esses movimentos verticais da unidade flutuante; devido ao seu próprio arranjo, o riser é suspenso e baixado no leito do mar de maneira adequada sem causar sérios danos ao material da parede do riser. Mesmo assim, este tipo de riser necessita de uma junta (“joint”) no topo, que permita as rotações induzidas pelas ondas, correntes e movimentos da plataforma.

O SCR é bastante sensível aos esforços de onda e corrente devido justamente à baixa tração efetiva ao longo de seu comprimento. O dano por fadiga devido ao desprendimento de vórtices (VIV-“*Vibration induced Vortex*”) pode ser fatal para um riser deste tipo. O uso de *cintas helicoidais* (supressores de vórtices) pode diminuir consideravelmente o efeito negativo dos desprendimentos de vórtices, reduzindo às vibrações a um nível razoável.

3.1.5.1 PARÂMETROS DE ANÁLISE DE UM SCR

- a) *Carregamentos Hidrodinâmicos:* ainda há incertezas com relação às vibrações induzidas por vórtices (VIV). Se as tensões estão no limite da região elástica do material, o riser passará a ter danos por fadiga e, VIV pode resultar em amplificação do coeficiente de arrasto. Portanto, a interação hidrodinâmica entre risers pode resultar em impactos entre risers adjacentes causando uma nova condição de carregamento que deve ser considerada. Equipamentos como preventores de vórtices tem sido utilizado na maioria dos SCR.
- b) *Propriedades do Material:* o aço utilizado para a fabricação do SCR é geralmente o aço X65 da API (“American Institute Petroleum”). As maiores incertezas com relação a esse material recaem no efeito das soldas com deformação plástica e o efeito de concentração de tensões. Curvas S-N (Variação Tensão-S x Número de ciclos-N) têm sido utilizadas nos projetos de SCR.

- c) *Interação com o solo:* na maioria dos campos encontrados em águas profundas, a característica do solo encontrado é típica de argila mole, solo de alta compressibilidade. O riser irá afundar nessa argila e poderá ser enterrado com seu próprio peso, porém o exato comportamento do solo não é conhecido. [9] Quando um duto é posicionado no solo e sujeito aos movimentos oscilatórios há uma complexa interação entre os movimentos da estrutura, penetração no solo e resistência do solo (interação solo-estrutura). Na região do TDP de um riser, movimentos transversais (fora do plano da catenária) irão ocorrer devido às forças oscilatórias transversais causadas pelas ondas e correntes que atuam na parte suspensa do riser. Dependendo da rigidez e fricção do leito marinho, tensões de flexão serão mais ou menos concentradas no TDP quando o riser está sujeito a esses movimentos alternados.
- d) *Condições ambientais extremas:* o principal objetivo de uma análise global extrema é determinar a geometria básica e avaliar a resposta aos movimentos da unidade flutuante. Um grande número de análises é necessário para se otimizar um riser rígido em catenária. E essa aproximação é iterativa, a fim de garantir a resposta mais otimizada para todas as combinações de carregamento da plataforma.
- e) *Colapso por flambagem local em condições extremas:* nos projetos recorrentes há diferenças consideráveis entre os métodos recomendados para o dimensionamento do tubo para resistência ao colapso e propagação da flambagem em águas profundas particularmente para baixa razão entre D/t (diâmetro/espessura de parede) segundo [9]. As fórmulas existentes são baseadas em resultados a partir ensaios empíricos, que levam em conta a variação das propriedades do material e imperfeições do tubo. As aplicações dessas metodologias em águas profundas levam a uma significativa dispersão de resultados. Adicionalmente, os efeitos da tração e flexão (dinâmica e estática) também são fontes de incerteza, dependendo da natureza da condição de carregamento.
- f) *Vibrações induzidas por desprendimento de vórtices (VIV-“Vortex induced vibration”):* as análises de VIV em SCR podem seguir diferentes aproximações, porém a mais utilizada é a do SHEAR7 (MIT 1995 e 1996). Como fadiga devido ao VIV e fadiga induzida por carregamentos de ondas são causados independente mente, o resultado de ambos os cálculos deve ser combinado para que se obtenha a total distribuição do dano em SCR. A região dos danos devido às ondas ocorre em posições distintas do riser, enquanto o dano causado pelo VIV ocorre numa área distribuída. Portanto, de maneira conservativa, a fadiga total é dada pela simples soma das duas contribuições, uma vez que, os pontos de concentração de tensões são considerados como coincidentes.

3.2 RISER RÍGIDO EM CATENÁRIA (SCR-“Steel Catenary Riser”)

O riser rígido em catenária (SCR) é a solução mais conveniente quando se deseja explorar petróleo em águas profundas com controle do poço a partir da árvore de natal molhada (injeção de água/gás ou exportação de gás/petróleo).

Os desafios encontrados nas fases de projeto, soldagem e instalação associado ao SCR para águas ultra-profundas estão relacionados principalmente às grandes trações encontradas no topo do riser, próximo ao hang-off, devido ao peso próprio suspenso ser maior nessas condições. Somado a este fato, grandes lâminas d'água propiciam altas pressões, alta temperatura e condições rigorosas de serviço (alto teor de H_2S e CO_2 -“sour service”).

3.2.1 SELEÇÃO DO MATERIAL, ESPESSURA DE PAREDE, E CONDIÇÃO DE SERVIÇO

De com [9], os tipos de materiais utilizadas na produção de SCR são tipicamente a API 5LX60, X65 e X70. A especificação do material deve considerar os seguintes aspectos:

- Soldagem;
- Propriedades do reservatório e fluidos corrosivos (H_2S e CO_2);
- Métodos de instalação e custo vs. comportamento à fadiga;
- Equipamentos utilizados no topo para suporte do peso do riser e seus custos ao longo do tempo (manutenção).

3.2.1.1 DIMENSIONAMENTO DA ESPESSURA DE PAREDE

A espessura da parede do tubo deve resistir às pressões internas que causam a ruptura por explosão (“burst strength”) e também resistir às pressões externas que causam a ruptura do material por colapso. Em algumas situações, o valor da espessura da parede do riser pode ser superdimensionado devido à compressão axial no fundo e manter a estabilidade lateral devido à tendência de deslocamento lateral do riser por flambagem.

3.2.1.2 CONDIÇÃO DE SERVIÇO

Quando o hidrocarboneto do reservatório em questão possui alto teor de H_2S e/ou CO_2 em sua composição e, portanto, baixo pH, as condições de serviço do riser são bastantes rigorosas (“sour service”). Esse meio ácido formado pela combinação desses dois elementos misturados com a água promove a corrosão do material no interior do riser, com absorção do hidrogênio pelo aço. Quanto menor for pH (maior quantidade de H_2S e maior a temperatura), maior será a severidade da corrosão.

Com o objetivo de prevenir os defeitos por corrosão, tem sido desenvolvido nos últimos anos métodos de fabricação para risers e dutos rígidos com maior resistência à corrosão (“Corrosion Resistant Alloy”-CRA) [9].

Os tubos podem ser produzidos a partir de uma fusão metalúrgica entre o aço estrutural externo e o duto interno resistente à corrosão (“Metallurgically Bonded Pipes”) ou simplesmente produzir um tubo revestido de um aço carbono em linhas no seu interior (“Mechanically lined Pipe”) [9].

3.2.2 ANÁLISES DE PROJETO

3.2.2.1 PRÉ- DIMENSIONAMENTO

Nesta fase são definidos os seguintes aspectos:

- Layout do sistema risers na plataforma (fase interdisciplinar);
- Sistema de conexão do riser na plataforma (“*hang-off*”): junta flexível, junta de tensão e tubo de tração (“*pull-tube*”);
- Localização do *hang-off*, espaçamento, e ângulo de azimute (arranjo do casco, arranjo submarino, número total de risers e interferência);
- Ângulo do riser no topo;
- Influência dos movimentos da unidade flutuante no riser (fadiga);
- Configuração global estática.

A configuração estática é determinada baseada na teoria da catenária, levando em conta ao ângulo de topo, lâmina d’água e peso do riser por unidade de comprimento. No pré-dimensionamento de um SCR, devem-se levar em consideração os diâmetros interno e externo (espessura de parede), peso submerso sustentado pela plataforma, pressão e temperatura de design e composição do fluido.

Após essa etapa, deve-se verificar a integridade do SCR e conexões quando sujeito às variações de tensão extremas (ondas/correntes com tempo de retorno de 50 ou 100 anos) e quando sujeitos ao carregamento anual de serviço (fadiga).

3.2.2.2 VERIFICAÇÃO DA INTEGRIDADE DO RISER E ANÁLISES DE FADIGA

Nesta etapa do projeto, deve-se garantir:

- Tensões extremas encontradas na estrutura dentro dos limites estabelecidos pela API 2RD e rotação extrema das juntas flexíveis dentro dos limites aceitáveis pelas normas em questão;
- Garantir a vida útil da estrutura quando submetida à VIV;
- Garantir a vida em fadiga devido às ondas e aos movimentos da plataforma;
- Interferência entre risers e com o casco da plataforma.

A unidade flutuante possui movimentos característicos compostos pela superposição de três translações e três rotações. Esses movimentos são induzidos pelas ondas, ventos e correntes e, são expressos em termos de resposta no domínio do tempo ou frequência através do “*Response Amplitude Operator*” (RAO). Nesta análise, é definido o centro de movimento (CoM) da plataforma, podendo coincidir com o centro de massa ou não. Os movimentos são transferidos para a conexão do riser a partir do CoM, considerando a unidade flutuando como um corpo rígido. Portanto, quanto mais afastado for o *hang-off* do centro de movimento, maior será os deslocamentos e rotação das conexões riser.

3.2.3 ACESSÓRIOS DE UM SCR

3.2.3.1 JUNTA FLEXÍVEL (“Flexjoint”)

Este tipo de junta permite que a plataforma rotacione sem que o momento fletor seja transferido para a estrutura. O flexjoint normalmente exibe um comportamento não linear para pequenos ângulos rotações, portanto devendo ser modelado como uma mola não linear ou um pequeno elemento de barra com rigidez não linear.

Para altas pressões de serviço, um grande número de finas camadas (Figura 3.9) é necessário para garantir que a deformação da borracha seja aceitável. A rigidez desta junta depende da porcentagem de carbono e o peso da borracha (número de camadas).

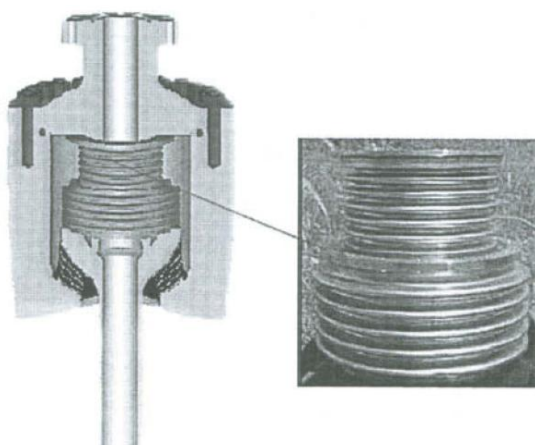


Figura 3.9— Junta flexível para “sour services” [9]

Para o projeto desses acessórios devem-se levar em conta as variações angulares no topo (fadiga). Em águas ultra profundas, o projetista deve considerar o efeito da tração no topo e as variações de tensão na fadiga. A implementação do conceito de risco baseado no plano de manutenção da integridade inclui inspeção/monitoramento da conexão em questão, minimizando o risco de falha durante a vida útil do campo explorado.

3.2.3.2 JUNTA DE TENSÃO (“Stressjoint”)

Para SCR convencionais em baixas pressões, a flexibilidade do “*stressjoint*” é menor que a do “*flexjoint*”. Este tipo de acessório é modelado utilizando elementos de barra de pequeno tamanho levando em conta as propriedades de seu material (aço ou titânio).

Alta resistência e excelente comportamento à fadiga, o titânio é um material ideal para “*stressjoints*”. Essa junta deve ser suficientemente longa para que o aço não fique na região com altas variações de tensão e ser submetido ao dano de fadiga. Portanto, o stressjoint é aplicável onde são encontradas as condições de serviço com alto teor de H_2S e CO_2 .

3.2.3.3 TUBO DE TRAÇÃO (“Pulltube”)

Este equipamento é um tipo de junta de tensão utilizado em SCR’s instalados em plataformas do tipo Spar. Na sua análise em elementos finitos, um modelo de contato deve ser feito entre o riser e a saída do pulltube e, também, entre o guia e o pulltube no último suporte.

3.2.4 RESISTÊNCIA DE PROJETO: DESAFIOS E SOLUÇÕES

Os SCR são projetados para suportar grandes tempestades, como um furacão com um período de retorno de 100 anos no Golfo do México, por exemplo. Os picos de tensão e tração são previstos a partir de dados históricos da resposta do SCR realizadas em eventos anteriores.

Os SCR para águas ultra-profundas propõem desafios para engenheiros de risers nas seguintes questões:

- a) *Tensões elevada no ponto de hang-off*: as grandes solicitações encontrada no topo do SCR implica na utilização de maior quantidade aço estrutural. E como consequência do aumento da seção transversal, a rigidez também aumenta, diminuindo assim, o momento fletor admissível.
Uma solução possível seria utilizar aços mais nobres e resistentes como X70, porém, os custos podem ser altos inviabilizando o projeto. Outra possibilidade é posicionar o ponto de conexão entre plataforma e o riser (hang-off) o mais próximo possível do CoM da unidade flutuante.
- b) *Zona de compressão efetiva na região do TDP*: os movimentos da região de “touchdown” de um SCR dependem do movimento de topo da riser, que por sua vez, é induzido pelos movimentos do casco da plataforma. Em grandes tempestades e furacões, podem-se intensificar os movimentos verticais de topo (“heave”), causando compressão efetiva na região do TDP. Como consequência pode haver flambagem lateral dos SCR’s no leito do mar, colocando em risco a integridade do duto. A possibilidade de posicionar o ponto de conexão entre plataforma e o riser (hang-off) o mais próximo possível do CoM da unidade flutuante pode amenizar esses efeitos.
- c) *Variação de tensões na região do TDP*: mesmo garantindo que não haverá flambagem lateral, deve-se garantir que o aço estrutural nessa parte irá resistir às variações de tensões que ocorrerão ao longo de sua vida útil. Normas internacionais como a DNV [10] sugerem a verificação dos momentos fletores, força axial e pressão interna e externa. Nesses casos, o aumentando a espessura do cilindro poderá garantir maior resistência para esses esforços.

3.2.5 FADIGA: DESAFIOS E SOLUÇÕES

O dano total, quando o riser está submetido à fadiga, é a soma devido às seguintes parcelas:

- a) *Vibrações induzidas por vórtices (VIV)*: é a causa mais crítica quando se está verificando a resistência a fadiga de um SCR. O VIV é causado por perfis de corrente de longa duração (corrente operacional) e de curta duração (100 anos de período de retorno). O objetivo desta análise é estimar qual a região do riser em excitação pelas correntes e dimensionar o comprimento os *preventores de vórtices* (cintas helicoidais) para se chegar à vida útil requerida.

A previsão do VIV inclui muitas incertezas, tanto em condições de corrente, como em obtenção de resposta do sistema de risers e, para os cálculos são utilizadas metodologias validadas através de experimentos semi-empíricos. A resposta da estrutura é dependente de um banco de dados de correntes para projetos (“*metocean*”).

Além dos preventores, outra alternativa seria o desenvolvimento de modelos que melhoram a confiabilidade de previsão das ocorrência de perfis de correntes e monitoramentos através de medições em campo das respostas dos risers em serviço, a fim de melhorar as metodologias de cálculo.

- b) *Efeitos dos movimetos cíclicos da plataforma*: a posição do hang-off na unidade flutuante, ângulo de topo, orientação do riser (azimuth) e o tipo de plataforma a ser utilizado influenciam no efeito da fadiga no topo do riser e a resposta do riser no ponto de touchdown.

As plataformas semi-submersíveis respondem melhor ao movimento das ondas que as plataformas do tipo FPSO. A primeira possui os movimentos verticais (“*heave*”) mais preponderantes que os movimentos de rotação. Já os navios plataforma possuem o movimento de “*roll*” (rotação em torno do eixo transversal) e “*pitch*” (rotação em torno do eixo longitudinal) mais pronunciados.

A solução está em projetos de plataformas com baixa resposta às ondas e ventos, bem como sistemas de ancoragem que limitem ainda mais os movimentos da plataforma.

- c) *Efeito do solo no ponto de touchdown*: a posição no riser de touchdown não é um ponto fixo, uma vez que a plataforma se desloca (“*offset*”) em torno do ponto neutro. O TDP se desloca quando a plataforma faz um “passeio” entre o ponto de “*near*” (próximo ao poço) e “*far*” (longe do poço). As alternâncias entre as posições da plataforma, e por sua vez as do TDP, causa danos por fadiga nessa região. Somados aos passeios, a plataforma está constantemente sujeita a movimentos verticais, baixando e levantando o TDP no solo, havendo tendência de deslocamento lateral sobre o leito marinho devido à flambagem, portanto, friccionando o solo lateralmente. Quanto maior for a rigidez do solo maior será o dano no duto do riser. A solução também está nos projetos de plataforma de maneira que estes possuam menores movimentos de “*heave*” e melhor posicionamento do ponto de hang-off (próximo ao CoM).

3.3 RISER RÍGIDO TRACIONADO NO TOPO (TTR-“Top Tensioned Riser”)

Os risers rígidos tracionados no topo (TTR) são utilizados como condutores de fluidos entre plataformas (Spars/TLP) e os equipamentos submarinos instalados no leito submarino. Este tipo de produção é característico com sistema de controle de cabeça de poço em superfície (Árvore de natal seca).

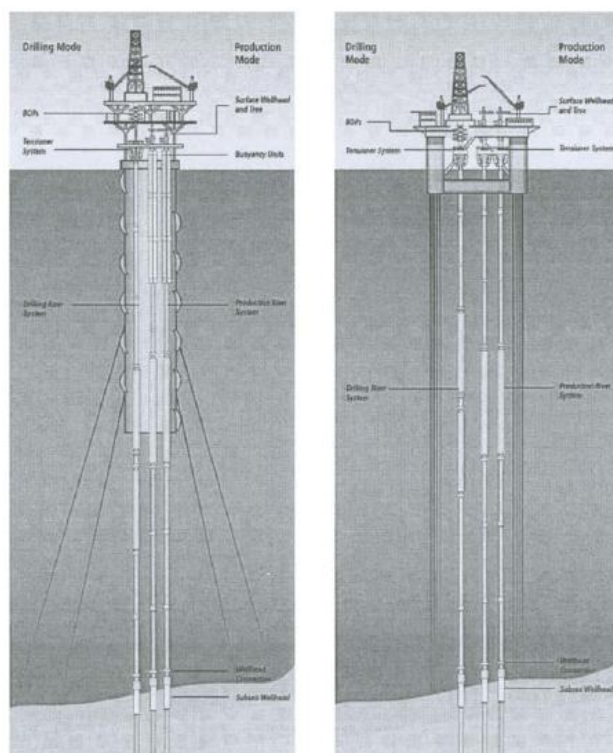


Figura 3.10- TTR's em Spar e TLP [9]

Geralmente, TTR's podem ser utilizados tanto na etapa de perfuração, como produção, sem que haja a necessidade de se desacoplar essas etapas com mudança de riser após a completção do poço de petróleo.

3.3.1 SISTEMAS E CONFIGURAÇÕES DE UM TTR

A configuração de um TTR depende da função que este irá exercer, tipo intervenção no poço, completção, pressão no poço, lâmina d'água, interferindo assim, no número de barreiras que será selecionado (“single” ou “dual”). O tipo “single” utiliza apenas um tubo condutor e um tubo interno de produção. Este arranjo de pequeno diâmetro oferece a solução mais leve e barata, sendo limitada em alguns tipos de poços. Caso haja a necessidade do tipo “dual”, este utiliza dois tubos condutores concêntricos, em caso de falha do tubo interno, o segundo ficará com a função de reter o fluido de completção e manter o equilíbrio hidrostático do poço. A configuração do TTR inclui os seguintes componentes:

- Um corpo principal com segmentos rígidos ligados através de juntas, e estas podem ser de aço (mais utilizado), titânio, alumínio ou compósitos;
- Juntas sucessivas ligadas a diversos tipos de conectores;
- Um equipamento de tracionador ou compensador de ondas no topo.

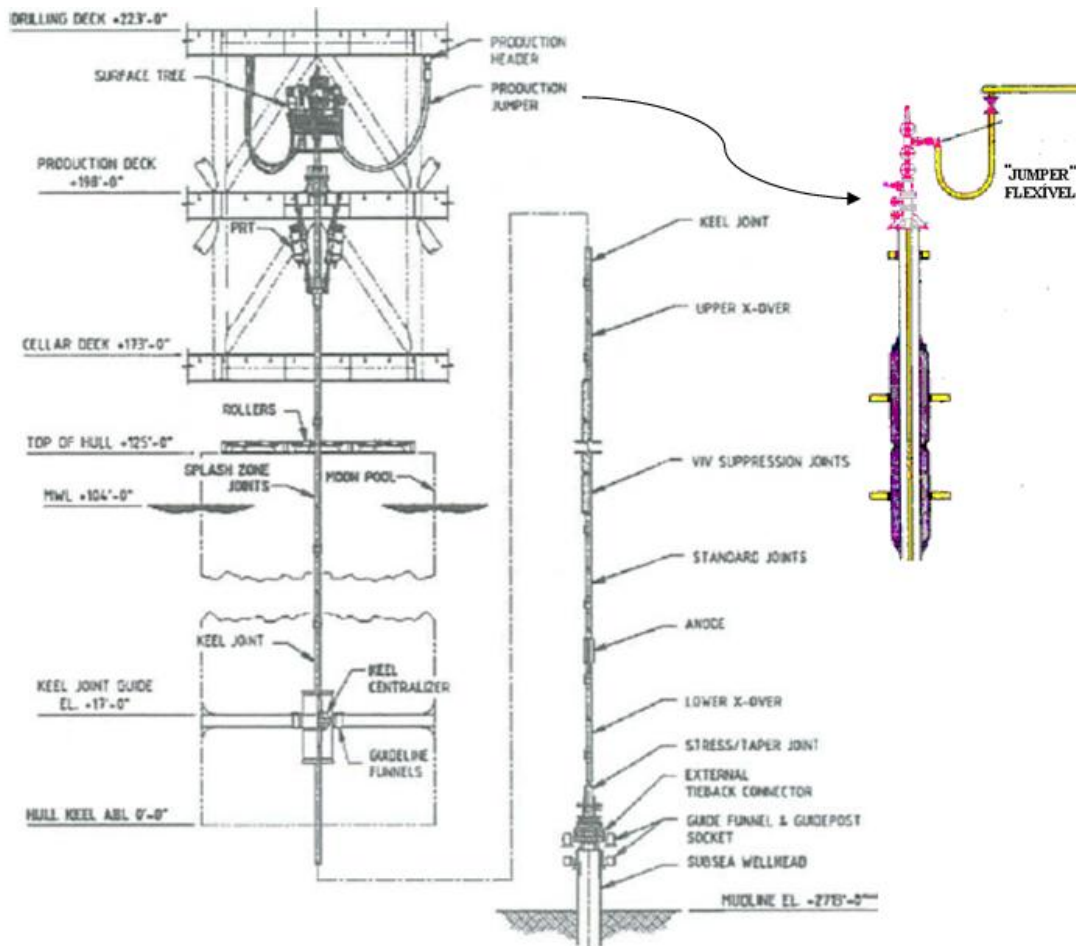


Figura 3.11- Riser tracionado no topo (TTR) de uma TLP” [9][8]

No topo, como o movimento relativo entre a plataforma e o riser pode provocar fadiga, caso seja usada uma tubulação rígida para interligar os risers com o “manifold” de produção na plataforma; neste caso é utilizado um “jumper” flexível, desacoplando o “offset” da plataforma do riser.

A utilização de sistemas de bóias ao longo do riser pode desacoplar os movimentos verticais do riser da plataforma e é utilizado em plataformas “Spar buoy” (Figura 3.12). Este tipo de configuração pode sofrer movimentos verticais significativos durante tempestades e gerar danos entre as bóias e a parede central do Spar.

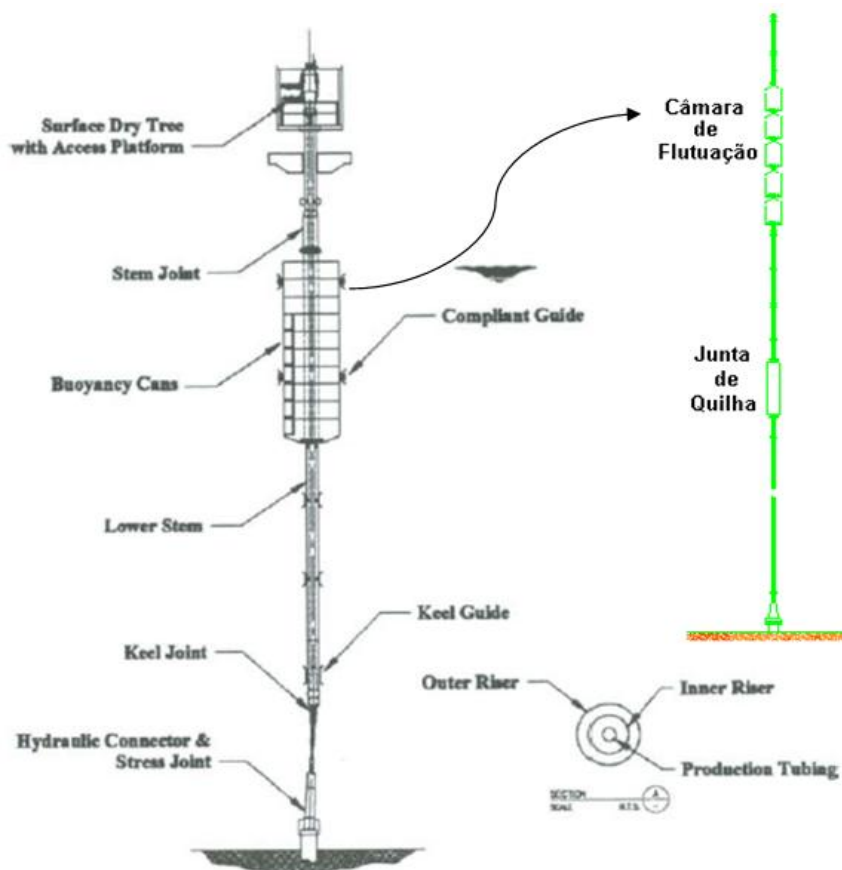


Figura 3.12- Riser tracionado no topo de uma “Spar Buoy” [9][8]

3.3.2 CONSIDERAÇÕES DE PROJETO

Os movimentos horizontais da plataforma (“offset”) induzem tensões na base e no topo do riser, principalmente em regiões próximas às juntas devido ao efeito da concentração de tensões. Quanto maior for a lâmina d’água, menor é influência do passeio da embarcação nas seções do riser próximo ao leito do mar. Porém, há certas condições de corrente, em grandes profundidades, que podem induzir amplificação na curvatura e, conseqüentemente, nas tensões na base do riser. Além disso, os deslocamentos cíclicos induzidos pelas correntes podem causar fadiga e impactos (“clashing”) entre risers adjacentes.

As tensões no topo do riser se tornam significantes em profundidades entre 1500m-2000m e o material compósito pode ter vantagens comparado aos risers metálicos. Nessas profundidades, a arquitetura do sistema TTR deve ser de tal maneira que reduza essas tensões, utilizando o sistema “single casing”, ao invés de “dual casing”.

A tensão necessária a ser aplicada no topo aumenta com a lâmina d’água, uma vez que o peso a ser suportado pelo riser também se torna maior, com o objetivo de reduzir, a compressão na base, danos por VIV e impactos entre risers adjacentes. Esse incremento na tensão necessária influencia diretamente no dimensionamento do sistema de tracionadores, sistema de bóias e tamanho das juntas flexíveis e juntas de tensão. É de prática corrente aumentar o comprimento dessas juntas para águas profundas com o objetivo de reduzir o tempo requerido para a instalação, impactando no manuseio do sistema e custo de fabricação.

3.3.3 COMPONENTES DE UM TTR

3.3.3.1 SISTEMA DE TENSIONADORES EM ÁRVORE DE NATAL SECA

Existem diversos tipos de tracionadores para diversas aplicações em águas profundas, seguem alguns exemplos:

- Tracionador Hidro-pneumático convencional para TLP;
- Tracionador Hidro-pneumático com acumuladores de dados remotos (APV);
- Tracionador Pneumático do tipo RAM (“Random-Access Memory”);
- Containers de bóias;
- Tracionador com cordas e polias.

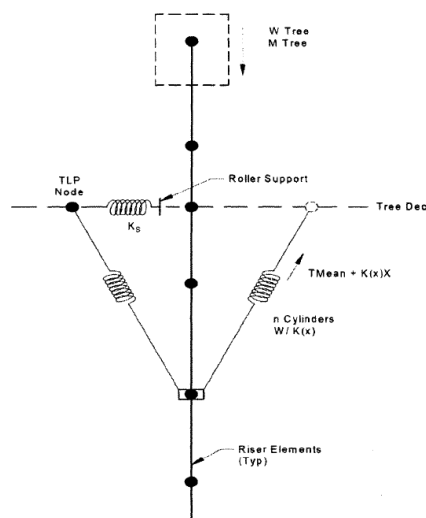


Figura 3.13- Modelo para tensionador [9]

Cada tipo de tracionador deve ser escolhido de acordo seguindo critérios de condições de operação (offset da plataforma, integridade, facilidade de acesso para inspeção e manutenção) e suas características (capacidade de tração e limitações).

3.3.3.2 CONECTOR “TIE-BACK”

É utilizado na conexão entre os risers de produção e os poços completados e pode ser fabricado em conjunto com a junta de tensão, formando uma terminação completa do sistema de risers.

Este tipo de conector deve ser fabricado de maneira a resistir o diferencial de pressão criado pelas pressões hidrostáticas e o interior da estrutura, momento fletor e torção induzido pelos movimentos transmitidos pela plataforma devido às diferentes condições ambientais. A integridade devida aos carregamentos cíclicos a que o mesmo estiver sendo submetido (fadiga) também deve ser garantida durante toda a vida útil de produção do reservatório.

3.3.3.3 JUNTA DE QUILHA (“Keel Joint”)

Este equipamento é utilizado para proteger a estrutura contra altas tensões decorrentes dos momentos fletores induzidos pelas condições de carregamento ambiental extremos/operação, tendo a função de um redistribuidor de tensões ao longo do comprimento do riser, proporcionando uma espessura adicional de parede do tubo.

O pior caso de carregamento será aquele que resultará em altos desvios angulares, associados às tensões na interseção entre o riser e o casco da embarcação. Máximas rotações e tensões estão relacionadas às máximas translações e rotações da plataforma.

Este equipamento deve resistir aos danos de fadiga nos casos de operação recorrente, levando-se em conta o efeito da concentração de tensões.

3.3.3.4 JUNTA DE TENSÃO ESTREITA (“Tapered Streess Joint”-TSJ)

Com uma seção transversal estreita, é utilizado para distribuir as tensões devido aos momentos fletores por um comprimento controlado, fazendo com que os efeitos devido à flexão sejam aceitáveis dentro de limites estabelecidos por norma. As juntas de tensão estão localizadas, normalmente, próximas às árvores de natal seca ou abaixo da junta de quilha.

O comprimento e espessura da junta de tensão são definidos pela magnitude das tensões e da curvatura excessiva gerada pela combinação potencial de carregamento esperada durante toda a vida útil do riser.

Para o TSJ localizado na cabeça de poço na superfície, o pior caso de carregamento que gera grandes desvios angulares associados às tensões localizadas combinados aos passeios extremos da plataforma pode levar ao aumento do comprimento desta junta.

3.3.3.5 CONECTORES (“Riser Joint Connectors”)

As peças individuais que compõem o TTR são ligadas através de conectores localizados no final de seção tubular. É através destes acessórios que são realizadas as instalações das sucessivas juntas e a transferência de esforços até o componente resistente. Existem diversos tipos de conectores; os mais comuns sendo utilizados em TTR's estão listados abaixo:

- Conectores rosqueados tradicionais instalados por torque;
- Conectores com flanges;
- Flanges compactos;
- Conectores de encaixe instalados através de parafusos rosqueados;
- Conectores instalados através de anéis de pressão, transferindo esforços por fricção.

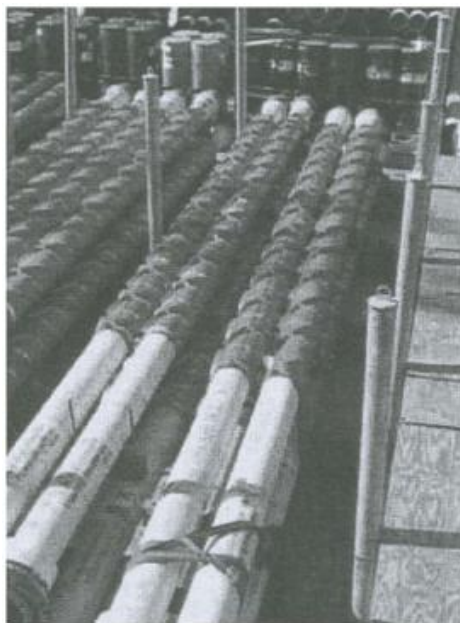


Figura 3.14- Juntas com alta resistência à fadiga [9]

A escolha do tipo de conector adequado irá depender de diversos fatores como a função do riser (produção/perfuração); riser interno ou externo em caso de “dual casing”; exposição à água do mar; espaço disponível (em caso de riser interno); material das juntas; experiência em projetos anteriores; carregamentos (tração, pressão e flexão); fadiga e instalação.

3.3.3.6 JUNTAS DE TRAÇÃO E ANEL (“Tension Joint & Ring”)

A junta de tração é projetada para transferir as trações necessárias provenientes do topo do riser de produção dentro dos limites estabelecidos em projeto. O anel permite o correto ajuste das juntas de tração durante a instalação.

Este acessório deve permitir a continuidade da produção no interior do anular (“bore”). A parte superior desta junta é conectada à árvore de natal, e a inferior é conectada ao tubo do riser.

3.3.3.7 JUNTAS EM “SPLASH ZONE”

São juntas especiais incorporadas às paredes do riser com a finalidade de aumentar a espessura de parede e/ou comprimento. São utilizadas quando o meio em que a estrutura se encontra é altamente corrosivo e, somado a isso for uma região alta tração efetiva e momentos fletores.

Se mais de uma junta for necessária nesta região, é recomendável a utilização de conectores com flange e, além disso, a proteção à corrosão pode ser complementada com revestimento da superfície do tubo com neoprene ou até mesmo a utilização do anodo de sacrifício de alumínio anexado a essas juntas.

3.3.3.8 “JUMPER” FLEXÍVEL

Instalado entre a árvore de natal seca e o manifold, os “jumpers” flexíveis tem resistência limitada. Por isso, quando as temperaturas de operação forem muito altas, esses sistemas são compostos de pequenas seções tubulares de aço rígido dotados de articulações com o objetivo de propiciar flexibilidade ao sistema.

O “jumper” é dotado de várias camadas de borracha (“bonded pipe”) ou polímero (“unbonded pipe”). A primeira não permite o deslocamento relativo entre as camadas, diferentemente do “jumper” polimérico que possui liberdade para o deslocamento relativo entre camadas e também são estruturas mais caras.

O que comanda o dimensionamento dessas estruturas é a degradação química (difusão de gás) da borracha ou polímero devido à composição do fluido interno e o comportamento global da configuração escolhida sob condições de carregamento extremos.

3.3.3.9 CÂMARAS DE AR (“Air Cans”)

As câmaras de ar são o componente central do sistema de flutuação do riser, baseado no sistema de tracionamento dos risers em unidades flutuantes para águas profundas e ultra-profundas. O princípio do sistema é simples devido à tendência do conjunto em flutuar aplicando solicitações de tração no tubo e não necessita constante manutenção em comparação com os tracionadores mecânicos.

A principal desvantagem deste sistema está associada ao aumento da rigidez à flexão do riser devido ao aumento de significativo de seção da estrutura na região onde estão instaladas as câmaras de ar. Além disso, há alteração da resposta modal do riser facilitando às vibrações ressonantes em resposta ao movimento da plataforma e correntes.

Outro aspecto importante é a concentração de tensões e aumento dos danos devido à fadiga.

3.3.3.10 SISTEMA DE BÓIAS (“Distributed Buoyancy Foam”)

A distribuição de bóias no topo da tubulação do riser é utilizada com o objetivo de prover sustentação e reduzir o peso submerso de suas juntas em água profundas. Essas bóias são anéis de espuma instalados em torno da parede externa da seção tubular da estrutura e fixados através de um anel de pressão.

O projeto destas bóias é baseado na minimização da razão entre área e volume, a fim de manter a perda de flutuabilidade devido à absorção de água pela espuma mais baixa possível. A escolha do material na fabricação da bóia é em função da profundidade, exposição a elementos químicos degradantes da espuma, temperaturas extremas de operação e possíveis solicitações externas que podem ocorrer durante sua vida útil.

3.4 RISER RÍGIDO DE PERFURAÇÃO (“Drilling Riser”)

Os risers de perfuração são utilizados em unidades flutuantes como as semi submersíveis (MODU) e sondas de perfuração. Conforme a profundidade das reservas encontradas no mar aumenta, a integridade dos risers de perfuração começa ser um fator crítico em seu dimensionamento. O objetivo das análises dinâmicas realizadas para estes tipos de projeto é determinar os limites máximos de passeios da plataforma.

Para risers instalados no Golfo do México, vibrações induzidas por vórtices são um parâmetro determinante no dimensionamento à fadiga e algumas companhias petrolíferas investem em sistemas de monitoramento em tempo real dos movimentos da plataforma e crescimento da fratura por fadiga. Os resultados obtidos dessas medições são utilizados para verificar as ferramentas de análise do VIV que são utilizadas nos projetos.

3.4.1 EQUIPAMENTOS DE UMA UNIDADE DE PERFURAÇÃO

3.4.1.1 RISER DE COMPLETAÇÃO E PREPARAÇÃO DO POÇO (“Completion and Workover riser-C/WO”)

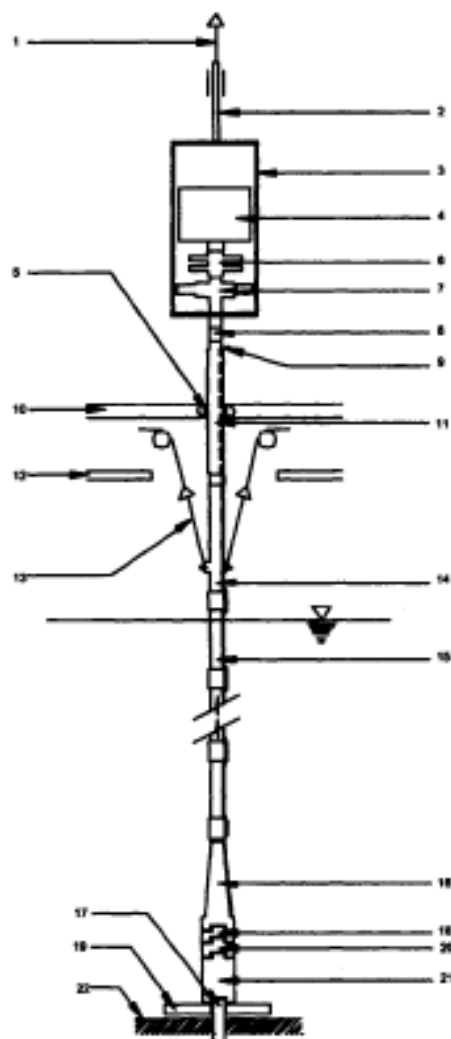
O *riser de completção* é utilizado para colocar em funcionamento a torre de sustentação submarina (“tubing hanger”) e o tubo de completção (“tubing”) pelo interior do riser de perfuração e do BOP, atingindo assim o interior do poço. Este tipo de riser também é utilizado para colocar em funcionamento a árvore de natal molhada, se for o caso.

O *riser de preparação do poço* (“workover”) é geralmente utilizado no lugar do riser de perfuração e, é inserido novamente no interior do poço pela árvore de natal molhada, podendo ser utilizado para instalar a árvore de natal na cabeça do poço.

Estes tipos de estruturas são suscetíveis às solicitações externas como esforços hidrodinâmicos de ondas e correntes e indução de curvatura principalmente nas juntas de topo e base, em função também dos movimentos da plataforma.

A Figura 3.15 ilustra um típico riser C/WO e, estes tipos de estruturas podem ter sistemas de acessórios comuns, com itens sendo retirados ou adicionados conforme a necessidade de se trabalhar no poço.

Os conectores, conforme visto anteriormente, são acessórios de extrema importância e, com a necessidade de se perfurar em lâminas d’água cada vez maiores, o projeto dos conectores envolve a resistência devida às altas pressões internas, pressões hidrodinâmicas, esforços de flexão e tração causado pelas ondas e corrente e, finalmente, condições de serviço (“sour and sweet service”).



Key

1	Top drive	9	Umbilical (to hose reel)	17	Wellhead
2	Drill sub	10	Drill floor	18	Emergency disconnect package
3	Surface tree tension frame	11	Slick (cased wear) joint	19	Guide base
4	Coiled tubing injector	12	Moon pool area	20	Lower riser package
5	Roller bushing	13	Riser tension wires	21	Subsea tree
6	Surface BOP	14	Tension joint	22	Seabed
7	Surface tree	15	Standard riser joints		
8	Surface tree adapter joint	16	Stress joint		

Figura 3.15- Montagem de um modelo de riser C/WO [9]

Dependendo da configuração utilizada e do projeto, o sistema do riser de perfuração será composto dos seguintes sistemas:

- *Junta de adaptação ao BOP*: acessório especializado do C/WO quando este é posicionado no interior do riser de perfuração e no interior do BOP para instalar e recuperar o “tubing hanger”.

- *Conjunto de preparação do poço submarino (“Lower workover riser package”-LWRP)*: é o equipamento mais profundo do conjunto riser de perfuração quando é utilizado o sistema de cabeça de poço molhado. Incluindo qualquer equipamento entre as juntas de tensão (“stress joint”) e a ANM. O LWRP permite o controle e segurança de operação do poço durante a execução das operações de “workover”.
- *Conjunto de desconexão emergencial (“Emergency disconnect package-EDP”)*: fazendo parte do LWRP, promove a desconexão de emergência entre o riser e o equipamento submarino quando a plataforma se desloca mais que o esperado ou qualquer outra emergência como “blow-out”.
- *Juntas de tensão (“stress joint”)*: é a junta mais próxima do leito marinho e é utilizado para a configuração “workover”. Esta junta é projetada com uma fina seção transversal a fim de controlar as curvaturas e reduzir as tensões locais de flexão.
- *Juntas de tração (“Tension Joint”)*: integrada à junta telescópica, propicia meios de tracionamento do riser pelos equipamentos de compensação de ondas durante as operações de “workover”.
- *Adaptador à Árvore de natal seca (“Surface tree adaptor joint”)*: interliga o topo do riser, através de um conector na junta superior, ao fundo da árvore de natal seca.

3.4.1.2 “DIVERTER” E SISTEMAS DE COMPENSAÇÃO DE ONDA

Quando o gás ou outros fluidos de zonas muito profundas atingem a coluna de revestimento, com altas pressões vindas do reservatório, o “diverter” é fechado ao redor da coluna de perfuração ou Kelly; desta forma, o fluxo do “kick” é desviado para fora da coluna de perfuração.

Toda unidade flutuante de perfuração, possui um sistema de compensação de ondas como ilustrado na Figura 3.16. Esse equipamento tem o objetivo de absorver os movimentos de translação vertical “heave” e não transferir este movimento para o riser. Funcionam como juntas flexíveis e desacoplam os movimentos da plataforma na coluna de perfuração.

Os tracionadores de riser, sistema guia e polias, são alguns dos acessórios que compõem o equipamento de compensação de ondas. Esse sistema de compensação de ondas sustenta o riser e o fluido em seu interior, fazendo com que o mesmo fique sob constante tração ao longo de seu comprimento (tração efetiva positiva).

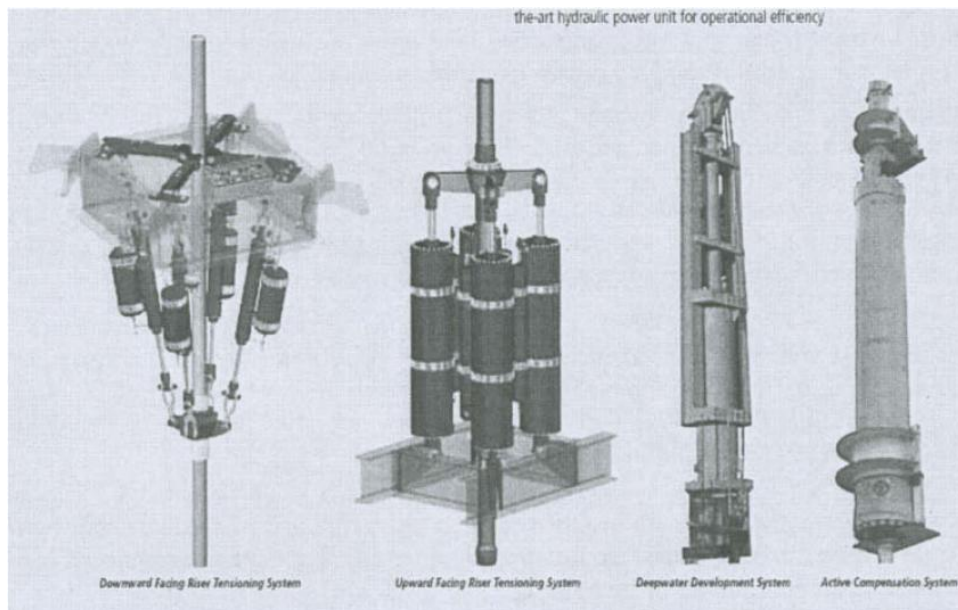


Figura 3.16 - Sistema de compensação de movimentos devidos às ondas [9]

3.4.1.3 “CHOKE” E “KILL-LINES”

O “choke” e “kill lines” são linhas instaladas na parte externa do tubo principal do riser de perfuração (Figura 3.17). Este equipamento de segurança é utilizado com o objetivo de controlar o excesso de pressão que possa ocorrer no interior do tubo de perfuração. A alta pressão proveniente do interior do poço é liberada através do “choke” e “kill-lines”, bombeando uma lama densa de perfuração no interior do tubo de revestimento. Como as colunas de riser não são resistentes a altas pressões, em operações de controle do influxo ou erupção, com o BOP fechado, o fluido passa a retornar pela linha de “choke”, que tem a resistência requerida.

Uma vez que as pressões internas são controladas, o BOP é aberto novamente e as atividades de perfuração voltam ao normal e, caso o “kick” não for controlado, cimento é bombeado para o interior do poço e o mesmo é abandonado (“kill the well”).

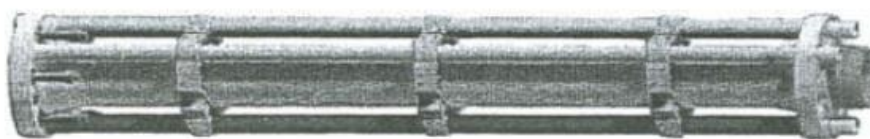


Figura 3.17- Junta de riser de perfuração [9]

3.4.1.4 CABEÇA DE POÇO DE SONDAS FLUTUANTES

Nas plataformas flutuantes, conforme já mencionado, os equipamentos que compõem a cabeça de poço ficam instalados no fundo do mar, distantes da plataforma. Devido aos grandes esforços que estão submetidos, os BOP's submarinos têm seus componentes integrados em uma estrutura que apresenta maior resistência e confiabilidade, compondo o BOP “stack”. O BOP possui também um sistema de

acionamento remoto e acumuladores submarinos de fluido de acionamento de modo a permitir que suas funções principais (abertura e fechamento de válvulas) possam ser acionadas sem a necessidade de suprimento da superfície.

A esta configuração tradicional, inclui-se uma segunda porção (“lower marine riser”-LMR), que é acoplada ao BOP “stack” também por um conector. O LMR pode ser desconectado remotamente do BOP, permitindo a saída rápida e abandono do poço em casos extremos de ocorrências de acidentes.

Além das linhas de alívio para dos “kicks” (“kill” e “choke”), integrando o riser, há também as linhas de acionamento do BOP. São utilizados conjuntos de válvulas de segurança nos pontos de conexão com o BOP, mantidas automaticamente fechadas ou abertas hidraulicamente. Em caso de queda de pressão na linha de acionamento, intencionalmente ou por vazamento, estas válvulas se fecham automaticamente.

As válvulas direcionadoras para realizar as funções no BOP, são acionadas remotamente, empregando-se comandos hidráulicos ou elétricos. Os comandos são enviados da superfície por meio de ligação física com o BOP através dos umbilicais dotados de mangueiras ou cabos elétricos multiplexados (Figura 3.18).

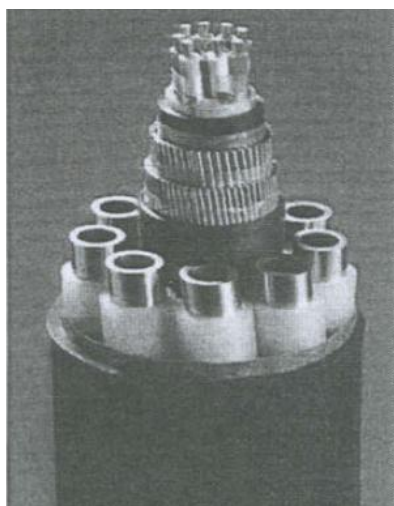


Figura 3.18- Seção transversal de um Umbilical [9]

Além disto, os conjuntos BOP submarinos para grandes lâminas d'água possuem dispositivos de acionamento de emergência, acionando funções necessárias a uma desconexão rápida do LMR com um único toque de botão. Possui ainda um sistema de acionamento acústico que permite esta mesma desconexão, no caso de perda da ligação física, por rompimento dos cabos elétricos ou defeito do sistema.

3.4.2 CRITÉRIOS DE PROJETO

Em geral, a curva DNV F2 é utilizada para juntas soldadas e DNV B para conectores. Dois fatores de concentração (SCF) são normalmente utilizados para análises de fadiga: 1,2 e 2,0. O valor do SCF irá depender do tipo de riser e do grau de rigorosidade a ser requerido pelo meio em que o mesmo está inserido.

Para risers de perfuração, o fator de segurança para verificação da vida em fadiga é 3, pois as conexões podem ser inspecionadas. O cálculo do dano devido à fadiga deve levar em conta os carregamentos relevantes, incluindo onda, VIV e efeitos de instalação. Em alguns equipamentos como as juntas flexíveis superiores, que estão sujeitas à grandes rotações, a vida em fadiga pode ser muito menor que a vida do riser, levando à determinação dos intervalos de inspeção e manutenção destas peças.

3.4.2.1 RESISTÊNCIA DOS COMPONENTES

Para verificação da resistência, vários componentes devem ser definidos como:

- Conector na cabeça de poço (“Wellhead conector”);
- LMRP (“Lower marine riser package”);
- Junta flexível inferior e superior;
- Tubos de aço da coluna de perfuração e duto principal do riser;
- Linhas periféricas;
- Junta telescópica;
- Tracionadores e juntas de tração/anel;
- Juntas do “hang-off”;
- Ferramentas de descida da coluna de perfuração.

3.4.3 MODELOS DE ANÁLISE

3.4.3.1 MODELOS DE ANÁLISE PARA O RISER DE PERFURAÇÃO

Um típico modelo de riser ilustrado na figura 3.15 é o que deve ser utilizado para análise estrutural de um típico riser de perfuração. O peso no ar e submerso da junta telescópica, juntas flexíveis, LMRP e BOP deve ser definido na análise.

O peso submerso e dimensões (comprimento x largura x altura) para as ANM, manifolds e “jumpers” na análise de interferência em caso de mais de uma atividade no mesmo poço. As propriedades da coluna de perfuração auxiliar e de suas cordas de tracionamento também são utilizadas na análise de interferência.

Para o cálculo forças de tração, o peso de lama de perfuração é levada em conta através do valor de sua densidade. O máximo momento na coluna de ser aquele que produzirá uma tensão de tração dentro dos limites elásticos do material (geralmente 80% da tensão de escoamento).

Os coeficientes hidrodinâmicos devem incluir coeficiente de arrasto, levando em conta os diâmetros externos da estrutura com ou sem sistemas de bóias ao longo do seu comprimento. Este valor dependerá da configuração final do riser de perfuração.

3.4.3.2 MOVIMENTOS DA PLATAFORMA

Os movimentos da plataforma incluem:

- Principais dimensões da unidade flutuante;
- Propriedades de massa e inércia no máximo calado de operação;
- Localização dos pontos de referência (CoM /CG) para RAO;
- As respostas dos navios em termos dos seis graus de liberdade pra várias incidências de onda e caso necessário (FPSO) em diferentes calados;

3.4.3.3 CONDIÇÕES AMBIENTAIS

Geralmente, o ângulo de incidência de correntes se refere ao sentido em que a mesma está se dirigindo e para ondas o sentido de onde a mesma se origina. Em outras palavras, uma corrente Sul (S), significa que possui sentido Norte-Sul e uma onda Leste (E) significa que possui sentido Leste-Oeste.

Para condições de mar, são utilizadas diferentes combinações de ondas e correntes para períodos de retorno de 1, 10 e 100 anos e suas respectivas alturas de onda significantes e parâmetros associados. Esses dados também são baseados em histogramas com o histórico em número de ciclos medidos ao longo do tempo.

3.4.4 METODOLOGIAS DE ANÁLISE

Os principais pontos para análise de fadiga em risers de perfuração são mostrados na Figura 3.19. Do ponto de vista estrutural, o riser vertical é uma viga/cabo sob ação das correntes. Somados a esses esforços, esta estrutura sofre solicitações cíclicas devidas aos movimentos da plataforma durante a execução da perfuração, que provenientes das ondas e ventos. Um dos principais desafios em águas ultra-profundas são as análises de fadiga devida ao VIV causado pelos perfis de correntes superficiais e profundas.

A verificação da corrente é determinante para o cálculo dos máximos “offsets” que permitem a execução da perfuração de um poço sem que haja falha da coluna ou nas conexões, devidas às altas curvaturas. A configuração crítica neste caso é o suporte do gancho na parte superior da coluna, uma vez que o BOP pode ser desconectado no LM RP.

O gancho pode ser considerado como uma articulação (rótula) restringindo apenas a translação, em caso do riser rotacionar por causa da das solicitações de corrente o critério limitante será o contato entre a junta superior e o “diverter”. Portanto, são feitas análises estáticas para a avaliação dos efeitos da força de arrasto das correntes para estabelecer um limite “far” de posicionamento da plataforma.

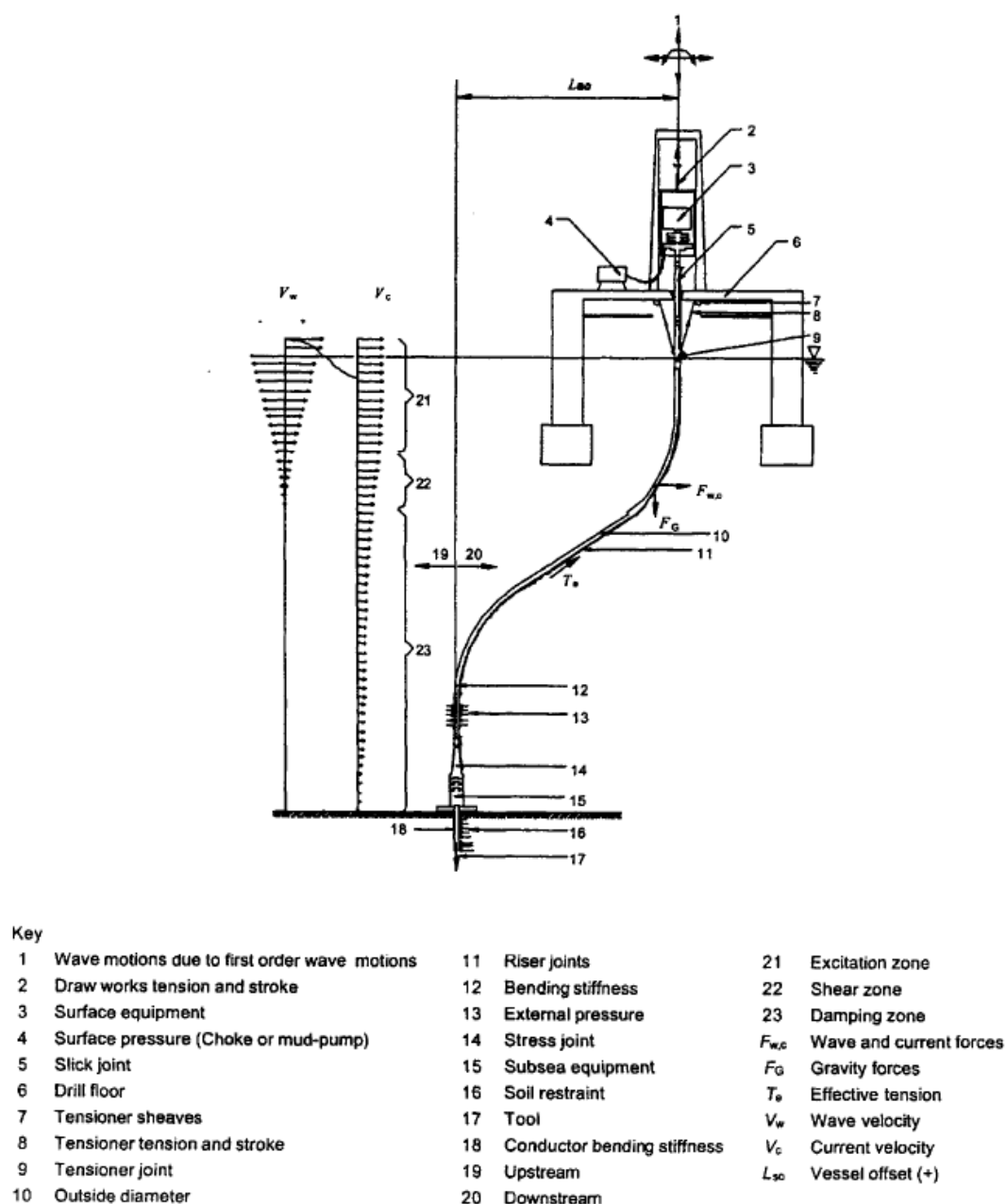


Figura 3.19- Principais parâmetros que envolvem o projeto de um riser de perfuração [9]

3.4.4.1 ANÁLISE DE OPERABILIDADE

O objetivo desta análise é obter um conjunto de resultados (“envelope”) de operabilidade para vários pesos de lama e trações no topo. O envelope de operabilidade limitante é obtido tanto nas análises estáticas quanto dinâmicas. Na análise estática, incluem-se os passeios da plataforma nos processos de “downstream” e “upstream” sob ação das correntes, encontrando assim qual é o passeio limitante para “up” ou “down”, até um determinado critério ser atingido.

Nas análises dinâmicas, o mesmo processo é realizado, porém neste caso é levada em consideração a influência das ondas. É possível verificar os ângulos nas juntas flexíveis superiores e inferiores.

3.4.4.2 ANÁLISE DOS PONTOS FRACOS

O objetivo desta análise é projetar e identificar as regiões do sistema que, sob condições severas de mar, o LMRP não deve falhar ao desconectar, ou seja, o riser deve ser projetado de tal maneira que o ponto mais fraco da estrutura deve ser acima do BOP.

A avaliação da integridade do riser pelo critério dos pontos fracos é realizada para cada região do riser com maior probabilidade de falha. Portanto, o ponto mais fraco do riser determina a falha de todo sistema.

A premissa básica para o projeto de risers de perfuração é que todos os equipamentos são dimensionados de acordo com as especificações do fabricante e com a resistência necessária dentro dos limites estabelecidos por norma. Os pontos fracos potenciais de um riser de perfuração são:

- Sobrecargas do duto do riser;
- Sobrecarga nos conectores;
- Tração repentina ocasionada pelo sistema de compensação de ondas;
- Exceder os limites elásticos das juntas flexíveis;
- Sobrecarga na cabeça de poço.

Na avaliação da solicitação repentina dos tracionadores, a tração de ruptura utilizada é, normalmente, a resistência de cada cabo do tracionador. A falha das juntas flexíveis corresponde ao máximo momento fletor combinado à tração máxima que as mesmas resistem.

Se o ponto mais fraco de todo o sistema está abaixo do BOP, a falha pode ter sérias conseqüências em termos de integridade do poço, integridade do riser, riscos ambientais e custos. Neste caso, as análises devem ser conduzidas de maneira que o ponto mais fraco do sistema fique localizado em uma posição com falhas menos onerosas. Neste contexto, uma opção seria o redimensionamento dos conectores hidráulicos, de maneira que estes falhem antes do BOP.

3.4.4.3 ANÁLISE DE VIV

Os objetivos das análises de VIV em risers de perfuração são:

- Prever o dano à fadiga;
- Identificar os componentes críticos à fadiga (SCF);
- Determinar as trações necessárias e a velocidade de corrente adequada ao sistema.

A seguir, são descritas as soluções, que servem como dados de entrada para o Programa de análise de VIV Shear 7:

- Modo potencialmente excitável;
- Coeficiente de amortecimento estrutural;
- Número de Strouhal
- Velocidade reduzida unimodal e multimodal com dupla banda de frequências;
- Modelagem de risers com supressores de vórtices (cinta helicoidal).

Nas análises de VIV para risers rígidos de perfuração, a unidade flutuante é considerada na posição neutra. Este tipo de análise inclui as seguintes etapas:

- Cálculo dos modos naturais de vibração e curvatura ao longo do riser;
- Modelagem do riser no Shear 7 baseado na distribuição de tensões determinado a partir da análise estática;
- Análise da resposta do VIV para cada perfil de corrente utilizando o Shear7;
- Avaliar o dano para cada perfil de corrente;
- Plotar os resultados em termos de dano de fadiga devido ao VIV ao longo do comprimento do riser para cada perfil de corrente.

3.4.4.4 ANÁLISE DE FADIGA DEVIDO ÀS ONDAS

Os procedimentos de cálculo para análise de fadiga são de acordo com o seguinte procedimento:

- Realizar uma análise inicial estática;
- Aplicar as correntes relevantes de fadiga e realizar uma nova análise estática;
- Realizar a análise dinâmica no domínio do tempo para todos os casos de carregamento aplicando as ondas para cada análise;
- Fazer o tratamento dos resultados (“post-processing”) no domínio do tempo das análises para estimar o dano devido à fadiga.

4. FADIGA

4.1 INTRODUÇÃO

A Teoria da Resistência dos Materiais dá ênfase inicial sobre o carregamento de um (1) ciclo (carregamento estático) e, quando se dimensiona uma estrutura pelo método tradicional dos Estados Limites Últimos, está se projetando a estrutura para um carregamento de grande magnitude que tem uma probabilidade mínima de ocorrer, mas que a estrutura deve resistir.

O que não se leva em conta nessa metodologia tradicional é que muitas estruturas estão sujeitas a carregamentos cíclicos ao longo de sua vida útil e muitas vezes de pequena magnitude, porém se o processo de aplicação e remoção da carga for contínuo, haverá uma alteração na micro-estrutura do material permanente, progressiva e localizada culminando em fendas; podendo evoluir para uma fratura completa após um número suficiente de variações de cargas. Esses processos contínuos de variações de cargas são chamados de Carregamento Dinâmico.

Quando a estrutura, submetida à variação de tensão, está a poucos ciclos do seu colapso, rompe com um carregamento menor que o carregamento extremo para o qual foi dimensionada; nesta situação, a estrutura não possui mais a seção transversal de cálculo inicial, porque devido à trinca de fadiga, a seção transversal efetiva é menor que a seção transversal de cálculo.

O estudo deste fenômeno é aplicável a diversas estruturas:

- Peças de máquinas suscetíveis a carregamentos cíclicos devidos ao seu funcionamento;
- Torres com elementos soldados sob ação do vento;
- Longarinas metálicas de pontes rolantes em siderúrgicas;
- Elementos tubulares soldados de estruturas offshore sujeitas à ação das ondas e correntes;
- Pontes sujeitas à passagem dos veículos ou ação dos ventos transversais ao tabuleiro;
- Risers rígidos ou flexíveis submetidos aos carregamentos de ondas e correntes transferidos através dos movimentos das plataformas.

As ações que provocam a fadiga em risers são devidas às ações das correntes que apresentam um componente dinâmico de alta frequência (VIV-Vibrações induzidas por vórtices).

4.2 ALTO CICLO E BAIXO CICLO DE FADIGA

A resistência à fadiga de estruturas “offshore” é normalmente considerada como a capacidade dos seus componentes para altos ciclos de carregamentos de fadiga, ou seja, mais de 10000 ciclos [10]. Por exemplo, as tensões decorrentes das ações das ondas é tipicamente 5×10^6 ciclos por ano. A falha por fadiga com ciclos de carregamentos anuais menores de 10000, é classificada como baixo ciclo em fadiga.

A norma da DNV para dimensionamento de estruturas “offshore” em fadiga é preparada para se obter danos em fadiga para altos ciclos de carregamento. As curvas S-N são plotadas para $N \geq 10^4$. Porém, as curvas S-N, por serem lineares (na escala log-log), podem ser extrapoladas para valores para número de ciclos menores.

As análises de fadiga para alto ciclo é baseado nos cálculos de tensões na fase elástica do material e, para fadiga em baixo ciclo, implica em escoamento excessivo na região do “*hot spot*”. Por isso, o cálculo das deformações é bastante utilizado nestas análises para se levar em conta a não linearidade do comportamento do material.

- “*Hot spot*”: é o ponto da estrutura onde há maior probabilidade da trinca por fadiga se iniciar frente às combinações das flutuações de tensão devidas ao efeito da forma da estrutura, geometria da solda e chanfros.

Quando uma estrutura está submetida a carregamentos cíclicos, uma trinca (fenda) pode se desenvolver no ponto de tensão máxima. Quando existe concentração de tensões numa região de tensão máxima de tração, uma trinca de fadiga se propagará rapidamente, então, quanto maior a concentração de tensões, menor será o tempo para se iniciar uma falha por fadiga.

4.3 FASES DA FADIGA

A fadiga de uma estrutura é dividida basicamente em três estágios de desenvolvimentos:

- Nucleação e crescimento microscópico da fenda (geralmente responsável por 90% da vida útil da peça em material base e 0% para estruturas soldadas);
- Propagação da fenda (90% da vida útil para peças soldadas);
- Ruptura final

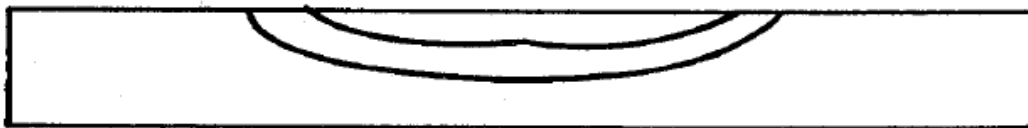
A fase de iniciação da trinca é uma fração da vida à fadiga total e depende de uma série de fatores. Estes incluem principalmente o estado da superfície do material, a presença de concentração de tensões, as propriedades dos materiais, do carregamento e das condições ambientais. A maioria dos componentes estruturais utilizados em aplicações de engenharia invariavelmente contém defeitos. No caso de componentes soldados, micro-trincas de 0,2 a 0,4 milímetros de profundidade são formados no cordão de solda durante o processo de resfriamento do metal de solda. No entanto, a fase de iniciação geral inclui a formação de fendas muito pequenas em micro escala; a solicitação destas pequenas fissuras leva à formação de regiões de nucleação de pequenas trincas.



FASE 1

Figura 4.1 Nucleação e crescimento da fenda [7]

Trincas de fadiga que crescem a partir das falhas pré-existentes como defeitos de solda ou na superfície constituem uma parte importante da vida à fadiga em geral. Portanto, a fase de propagação da trinca deve ser verificada principalmente no dimensionamento à fadiga de componentes soldados. O crescimento da extensão da falha por ciclo de tensões depende principalmente da variação destas. A trinca de fadiga cresce na direção da tensão principal máxima.



FASE 2

Figura 4.2- Propagação da fenda [7]

A terceira fase é de pouco interesse para aplicações de engenharia.



FASE 3

Figura 4.3- Ruptura final [7]

Com isto, define-se:

- ⇒ N_i : números de ciclos necessários para se iniciar uma trinca por fadiga, incluindo a nucleação e crescimento microscópico da trinca.
- ⇒ N_p : número de ciclos a partir da iniciação até o tamanho crítico da rachadura, ou seja, propagação da fenda e ruptura final.

$$\text{Vida total da estrutura } (N_t) = N_i + N_p$$

Caso houver um defeito inicial ou for uma estrutura soldada, N_i é praticamente desprezível com relação a N_p . Em materiais de base isentos de defeitos, a maior parte da vida útil de uma estrutura gasta simultaneamente o período de nucleação de uma trinca e no seu crescimento microscópico.

4.4 CARREGAMENTOS DE FADIGA

Um ciclo de tensão de fadiga traduz a variação da tensão aplicada com o tempo ou com o número de ciclos da aplicação da carga. Os dois tipos mais comuns de carregamento são o de amplitude constante e o de amplitude variável.

Na prática, os carregamentos de fadiga reais são simplificados em muitas combinações diferentes de carregamento de fadiga com amplitude constante (com certa margem de segurança) formando ciclos em blocos onde se tem uma sucessão bem definida de ciclos de tensão em que se podem considerar vários blocos com amplitude de tensão constante.

Uma estrutura ao vibrar, ou apresentar movimentos vibratórios, desloca-se ou movimenta-se em torno de sua deformada elástica. Se o seu comportamento for linear, a análise estrutural pode ser feita separadamente para as componentes estáticas e dinâmicas da carga e seus efeitos somados.

Carga dinâmica é aquela que apresenta variação no tempo, seja em sua magnitude, sentido ou direção e posição. Esta variação introduz na estrutura acelerações e velocidades, além de deslocamentos, gerando como consequência forças de inércia e amortecimento. A grande maioria das cargas possíveis de serem consideradas em estruturas de obras civis tem natureza dinâmica. Para efeitos práticos, aquelas que apresentam pequena variação no tempo, conseqüentemente gerando pequenas forças de inércia e amortecimento, por simplificação são tratadas como estáticas, ou quase estáticas, sendo as forças de inércia e amortecimento desprezadas. Em estruturas que suportem equipamentos como turbinas, geradores e compressores, dentre outros, a natureza dinâmica da carga deve ser considerada. Terremotos, vento, explosão, movimentação de veículos sobre pontes, correntes marítimas e ondas são outros exemplos de situações em que a natureza dinâmica da carga não pode ser desprezada.

Considerando a forma da variação no tempo, uma carga pode ser classificada como harmônica, periódica, transiente ou impulsiva (Figura 4.4). A carga é dita *harmônica* quando sua variação no tempo pode ser representada pela função seno (ou co-seno). Este tipo de carga é característico de máquinas rotativas que apresentem massa desequilibrada, como turbinas, geradores e bombas centrífugas. Carga *periódica* é aquela que apresenta repetições a um intervalo regular de tempo, chamado período; portanto, toda carga harmônica é também uma carga periódica. Carga *transiente* é a que apresenta variação arbitrária no tempo, sem periodicidade. Vento e terremoto são exemplos deste tipo de carga. A carga *impulsiva* é também uma carga transiente, com características de ter uma duração muito curta.

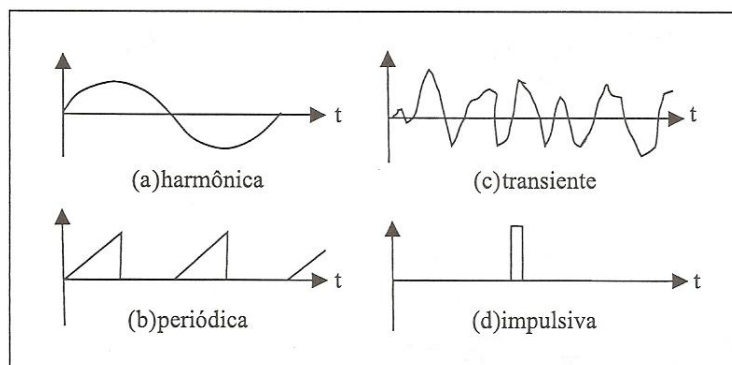


Figura 4.4- Tipos de carga dinâmica [19]

4.4.1 CARREGAMENTO COM AMPLITUDE CONSTANTE

Como o próprio nome indica, sua faixa de variação de tensão é constante durante todo o carregamento, sendo que a amplitude de tensão não varia com o tempo. São cargas dinâmicas harmônicas em que se verifica a faixa de variação de tensão constante com o tempo. Na prática, pode-se encontrar este tipo de carregamento em mecanismos que funcionam a velocidade constante: tirantes, rolamentos, engrenagens, polias, etc.

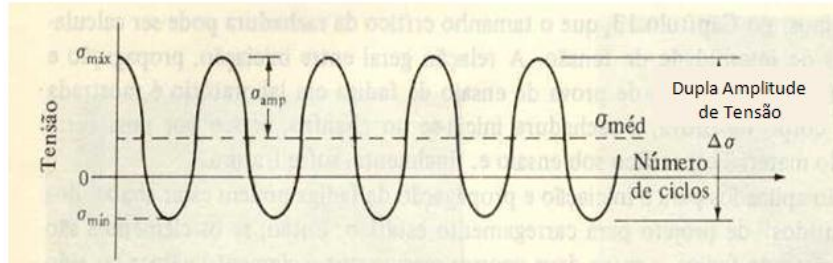


Figura 4.5- Exemplo de carregamento com amplitude constante [4]

A carga varia de σ_{\max} a σ_{\min} , resultando numa faixa de tensões $\Delta\sigma$ igual à diferença algébrica entre os dois valores:

$$\Delta\sigma = \sigma_{\max} - \sigma_{\min} = 2 \cdot \sigma_{\text{med}} \quad (4.1)$$

$$\sigma_{\text{amp}} = \frac{\sigma_{\max} - \sigma_{\min}}{2} \quad (4.2)$$

$$\sigma_{\text{med}} = \frac{\sigma_{\max} + \sigma_{\min}}{2} \quad (4.3)$$

Sendo,

- σ_{amp} : amplitude de tensão;
- σ_{med} : tensão média.

Neste tipo de gráfico, tem-se, no eixo das ordenadas, a tensão aplicada e, no eixo das abscissas, ciclos ou tempo.

4.4.2 CARREGAMENTO COM AMPLITUDE VARIÁVEL

Este tipo de ciclo não apresenta uma lei definida entre as tensões e o tempo. Em geral, é o tipo mais freqüente de ciclos de tensões que provoca fadiga. Podem ser cargas periódicas com variação de tensão variável, cargas transientes ou impulsivas.

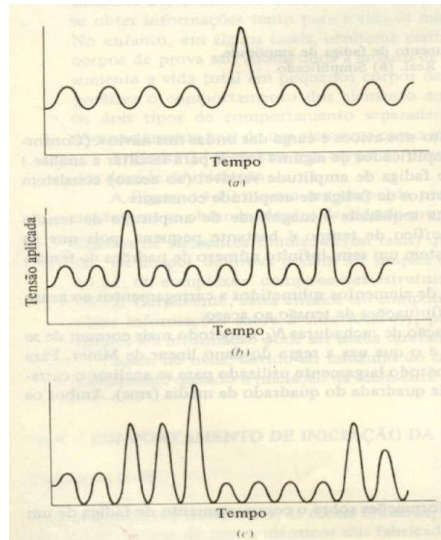


Figura 4.6- Carregamentos típicos com ciclos de amplitude variável. a) carregamento único superposto de alta ciclagem. b) carregamento múltiplo superposto de alta ciclagem. c) carregamento múltiplo variável altamente superposto [4]

Os carregamentos variáveis podem ser impostos ao longo de toda a vida da estrutura, podendo ser causados por: onda, corrente, vento, pressão hidrostática variável, máquinas, etc. Para o caso de um “riser” em grandes profundidades, a corrente será a carga dinâmica variável que atuará com mais relevância gerando vibrações induzidas pelo desprendimento de vórtices que será discutido no capítulo seguinte.

Geralmente, para possibilitar o estudo da variação de tensões ao longo do tempo em uma estrutura, aproximam-se as amplitudes em muitas combinações diferentes, simplificando e transformando em vários ciclos de blocos, onde cada bloco possui amplitude constante, conforme ilustra a Figura 4.7.

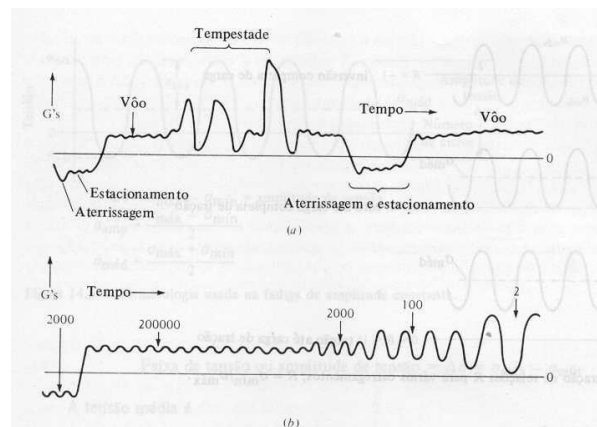


Figura 4.7- Representação esquemática de carregamento de fadiga de amplitude variável e carregamento simplificado para análise, a) real, b) simplificada [4]

A relação entre o tempo e o número de ciclos é dada pela equação:

$$f = \frac{N}{t} \quad (4.4)$$

Sendo,

- f = frequência de aplicação da carga em ciclos / tempo;
- N = é o número de ciclos;
- t = tempo correspondente a esse número de ciclos

4.5 CURVAS S-N (“Stress-Number”)

O comportamento dos materiais, componentes e estruturas, em termos de resistência à fadiga, é avaliado com os resultados obtidos nos ensaios de fadiga. Corpos de prova são utilizados nos ensaios para a determinação das curvas S-N básicas do material. As dispersões dos resultados obtidos nos ensaios de fadiga são devidas:

- Variação das dimensões e acabamento superficial das amostras;
- Falta de homogeneidade do material e nível de precisão da máquina de ensaios.

O principal objetivo desses ensaios é obter informações sobre N_i (número de ciclos para início da trinca) e N_p (número de ciclos para propagação da trinca). Em alguns casos, pode-se determinar diretamente N_t ($N_i + N_p$). Portanto, as amostras testadas sofrem um determinado carregamento harmônico de amplitude constante até que estas entrem em colapso devido à fadiga, sem haver nenhuma chance de redistribuição de tensões durante o crescimento da trinca, de maneira que, a vida útil em fadiga está associada ao crescimento da pequena trinca nucleada; este é cada vez mais rápido à medida que o tamanho da falha aumenta até a fratura.

As curvas S-N são curvas empíricas que relacionam uma dada variação de tensão ao número de ciclos que leva ruptura um dado material. Para ensaios de laboratório em escala reduzida, vários corpos de prova são fabricados. Estes corpos de prova são então testados em várias amplitudes de tensão (à amplitude constante) até que se atinja a falha da amostra (Figura 4.8).

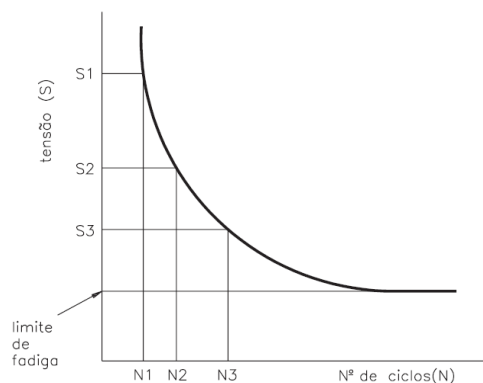


Figura 4.8- Curva S-N simplificada [7]

O critério de falha irá depender de quem está executando o ensaio, podendo ser o início da trinca ou a fratura da peça. A fase de nucleação de trinca leva um maior número de ciclos em materiais de base do que em regiões de solda (perna ou raiz), o que indica uma maior resistência à fadiga nos materiais de base, pois estes possuem baixa ou nenhuma concentração de tensões. Porém, a velocidade de crescimento da trinca nestas regiões é maior uma vez que a falha é iniciada. Para efeitos práticos, a falha devida à fadiga é definida, segundo à DNV, pelo crescimento da trinca ao longo da espessura do material.

Este critério, quando transferido para uma estrutura real, onde há, geralmente, uma redistribuição de tensões ao longo do crescimento da trinca, significa que o tamanho real da fratura é menor que a espessura de sua chapa. Por isso, a utilização das curvas S-N é uma metodologia conservativa de avaliação da fadiga.

Para valores do número de ciclos de ruptura superiores a 10^4 ou 10^5 , a representação gráfica da variação de tensão em função do número de ciclos de ruptura fornece, geralmente, uma curva, apresentada em um gráfico bi-logarítmico conhecido como Curva S-N. Curvas como esta são utilizadas para se estimar a vida em qualquer faixa de tensão, exceto para baixo ciclo.

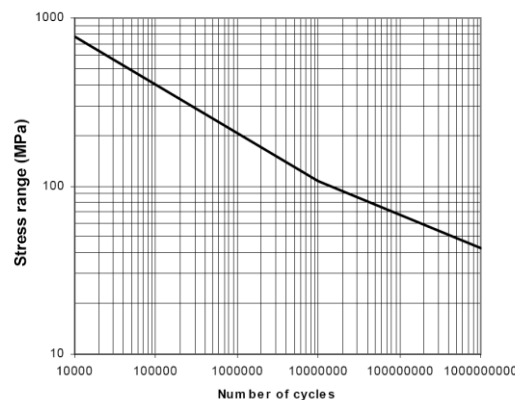


Figura 4.9- Curva S-N para umbilicais [10]

Para alguns materiais, existe uma faixa de tensão abaixo da qual a rachadura não se inicia (como aço e titânio) definindo o limite de fadiga do material. Nestes casos, para variações de tensões abaixo desse limite, a fadiga não é considerada nem para um número de ciclos infinito (Figura 4.10-a).

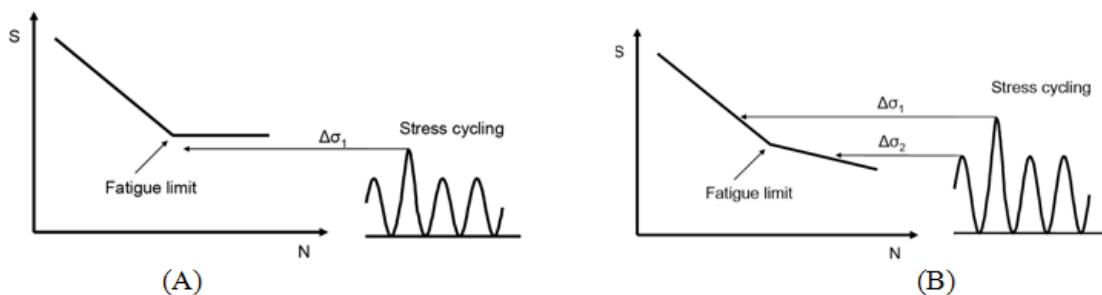


Figura 4.10- a)A verificação da fadiga pode ser dispensada b)Para esta estrutura os danos devidos à fadiga devem ser considerados [10]

As curvas S-N foram construídas baseadas, basicamente, em tensões nominais, isto é, sem entrar com concentrações de tensão, tensões residuais ou térmicas. Na hora do projeto, devem-se levar em consideração os fatores de concentração de tensão (SCF), principalmente quando se tratar de material base. No caso de soldas, deve-se verificar a origem da curva S-N para saber quais fatores já foram envolvidos.

Como estruturas “offshore” são normalmente estruturas de grande porte e estão sempre sujeitas às ações ambientais, verificar a ruptura por fadiga torna-se imprescindível. Os testes para juntas tubulares são geralmente feitos em grande escala, sendo que as conexões têm grande probabilidade de ter redistribuição de tensões durante o crescimento da trinca; esta pode crescer ao longo da espessura da peça e, também, em parte da junta antes da fratura final durante o ensaio. O critério de falha para a elaboração de uma curva para tubulares corresponde aproximadamente à espessura na região do “hot spot” em consideração.

4.5.1 CLASSIFICAÇÃO DAS CURVAS S-N SEGUNDO DNV (2005)

As juntas soldadas e os detalhes são divididos em diversas classes de curvas S-N e estão classificadas de acordo com o Anexo A da norma DNV [10]. Todas as juntas tubulares devem ser analisadas a partir da curva classe T. Os outros tipos de conexões, incluindo tubos em chapas metálicas, podem ser classificados de acordo com os 14 tipos de classes especificadas na Figura 4.11, Figura 4.12 e Figura 4.14, dependendo do arranjo geométrico do detalhe, direção da carga cíclica em relação ao detalhe, do método de fabricação, método de inspeção e, finalmente, do local onde a trinca por fadiga irá se desenvolver.

A equação da curva S-N pode ser apresentada da seguinte forma:

$$\log N = \log \bar{a} - m \cdot \log \Delta \sigma \quad (4.5)$$

Sendo,

- N = o número de ciclos a que a estrutura resiste quando submetida à variação de tensão $\Delta \sigma$;
- m = expoente negativo correspondente ao tramo da curva S-N;
- $\log \bar{a}$ = cruzamento do eixo log-N pela curva S-N;

$$\log \bar{a} = \log a - 2 \cdot s \quad (4.6)$$

Onde,

- a = constante da curva S-N;
- s = desvio padrão de log N

As curvas S-N, por serem construídas a partir de ensaios de amostras padrão, estão normalizadas para uma espessura de referência. O efeito da espessura deve ser levado em consideração na análise dos ciclos de variação de tensão na peça em estudo. A DNV possui uma expressão para a correção do efeito da espessura:

$$\log N = \log \bar{a} - m \cdot \log \left[\Delta \sigma \left(\frac{t}{t_{ref}} \right)^k \right] \quad (4.7)$$

Sendo,

- m = expoente negativo correspondente ao tramo da curva S-N;
- $\log \bar{a}$ = cruzamento do eixo $\log N$ pela curva S-N;
- t_{ref} = é a espessura de referência tomada como 25 mm para conexões soldadas. Para juntas tubulares, a espessura de referência é 32 mm. Para conectores rosqueados $t_{ref}=25\text{mm}$;
- t = espessura por onde a trinca irá se desenvolver;
- k = expoente para correção do efeito da espessura (Figura 4.11, Figura 4.12 e Figura 4.14);
- $k = 0.1$ para tubos com solda de topo feitos em apenas um lado (externo ou interno);
- $k = 0.25$ para conectores rosqueados com variação de tensão na direção axial.

4.5.1.1 CURVAS S-N NO AR

S-N curve	$N \leq 10^7$ cycles		$N > 10^7$ cycles $\log \bar{a}_2$ $m_2 = 5.0$	Fatigue limit at 10^7 cycles *)	Thickness exponent k	Stress concentration in the S-N detail as derived by the hot spot method
	m_1	$\log \bar{a}_1$				
B1	4.0	15.117	17.146	106.97	0	
B2	4.0	14.885	16.856	93.59	0	
C	3.0	12.592	16.320	73.10	0.15	
C1	3.0	12.449	16.081	65.50	0.15	
C2	3.0	12.301	15.835	58.48	0.15	
D	3.0	12.164	15.606	52.63	0.20	1.00
E	3.0	12.010	15.350	46.78	0.20	1.13
F	3.0	11.855	15.091	41.52	0.25	1.27
F1	3.0	11.699	14.832	36.84	0.25	1.43
F3	3.0	11.546	14.576	32.75	0.25	1.61
G	3.0	11.398	14.330	29.24	0.25	1.80
W1	3.0	11.261	14.101	26.32	0.25	2.00
W2	3.0	11.107	13.845	23.39	0.25	2.25
W3	3.0	10.970	13.617	21.05	0.25	2.50
T	3.0	12.164	15.606	52.63	0.25 for SCF ≤ 10.0 0.30 for SCF > 10.0	1.00

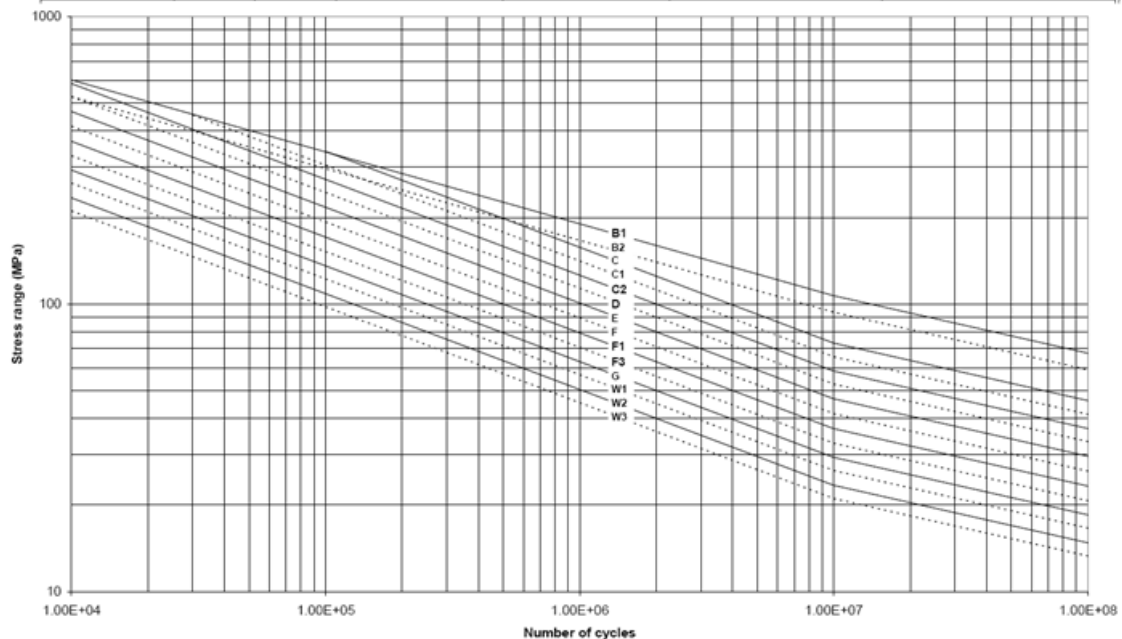


Figura 4.11- Curvas S-N no ar-Tabela2-1 da DNV [10]

4.5.1.2 CURVAS S-N NO MAR COM PROTEÇÃO CATÓDICA

S-N curve	$N \leq 10^6$ cycles		$N > 10^6$ cycles	Fatigue limit at 10^7 cycles*)	Thickness exponent k	Stress concentration in the S-N detail as derived by the hot spot method
	m_1	$\log \bar{a}_1$	$\log \bar{a}_2$ $m_2 = 5.0$			
B1	4.0	14.917	17.146	106.97	0	
B2	4.0	14.685	16.856	93.59	0	
C	3.0	12.192	16.320	73.10	0.15	
C1	3.0	12.049	16.081	65.50	0.15	
C2	3.0	11.901	15.835	58.48	0.15	
D	3.0	11.764	15.606	52.63	0.20	1.00
E	3.0	11.610	15.350	46.78	0.20	1.13
F	3.0	11.455	15.091	41.52	0.25	1.27
F1	3.0	11.299	14.832	36.84	0.25	1.43
F3	3.0	11.146	14.576	32.75	0.25	1.61
G	3.0	10.998	14.330	29.24	0.25	1.80
W1	3.0	10.861	14.101	26.32	0.25	2.00
W2	3.0	10.707	13.845	23.39	0.25	2.25
W3	3.0	10.570	13.617	21.05	0.25	2.50
T	3.0	11.764	15.606	52.63	0.25 for SCF ≤ 10.0 0.30 for SCF > 10.0	1.00

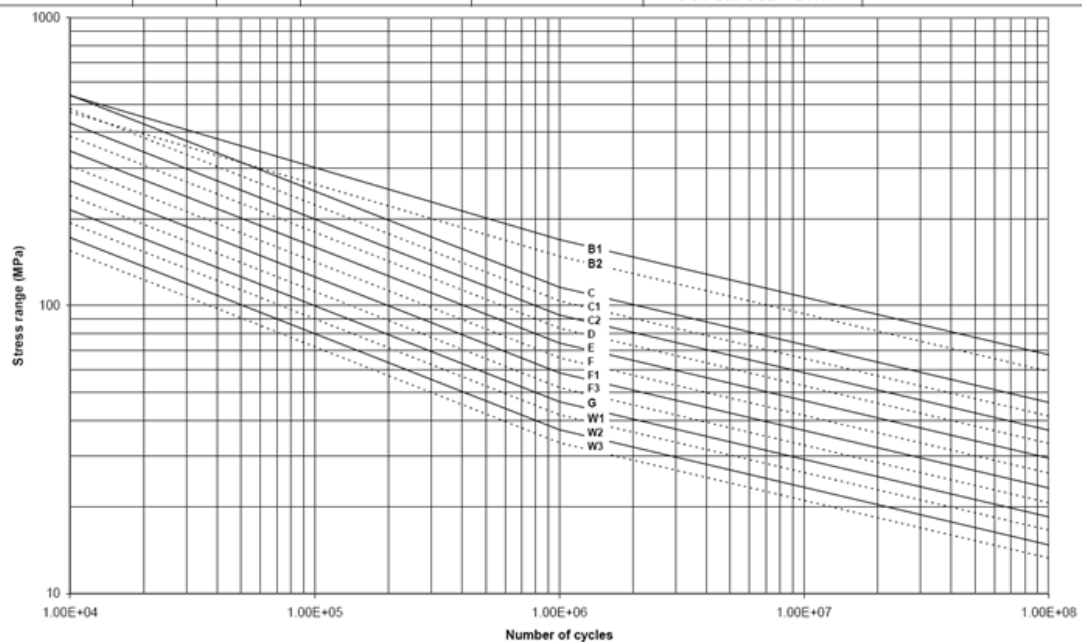


Figura 4.12- Curvas S-N no mar com proteção catódica-Tabela2-2 da DNV [10]

4.5.1.3 CURVAS S-N NO PARA JUNTAS TUBULARES

Neste caso são utilizadas as curvas S-N no ar e no mar com proteção catódica dadas pela Figura 4.11 e Figura 4.12.

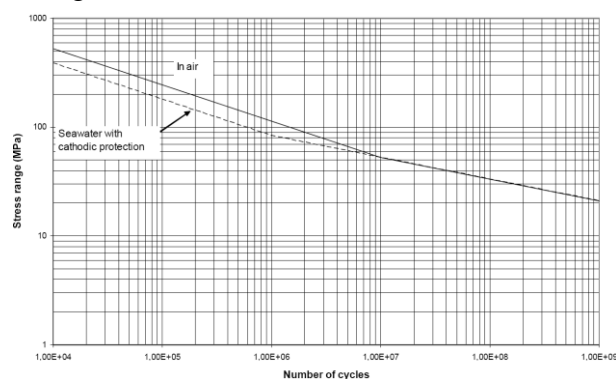


Figura 4.13- Curvas S-N no ar e no mar com proteção catódica para juntas tubulares [10]

4.5.1.4 CURVAS S-N NO PARA NÓS MOLDADOS

A norma recomenda a utilização da curva C considerando $t_{ref} = 38$ mm. A utilização desta curva é para se levar em conta reparos feitos em solda devido às possíveis falhas de moldagem.

4.5.1.5 CURVAS S-N NO PARA NÓS FORJADOS

A norma recomenda a utilização da curva B1 considerando fator de segurança igual a 10. Para fatores menores, recomenda-se a utilização da curva C para se levar em conta reparos feitos em solda nas fraturas de fadiga ao longo de sua vida útil.

4.5.1.6 CURVAS S-N NO MAR SEM PROTEÇÃO CATÓDICA

Table 2-3 S-N curves in seawater for free corrosion		
S-N curve	$\log \bar{a}$ For all cycles $m = 3.0$	Thickness exponent k
B1	12.436	0
B2	12.262	0
C	12.115	0.15
C1	11.972	0.15
C2	11.824	0.15
D	11.687	0.20
E	11.533	0.20
F	11.378	0.25
F1	11.222	0.25
F3	11.068	0.25
G	10.921	0.25
W1	10.784	0.25
W2	10.630	0.25
W3	10.493	0.25
T	11.687	0.25 for SCF ≤ 10.0 0.30 for SCF >10.0

Figura 4.14- Curvas S-N no mar sem proteção catódica-Tabela2-3 da DNV [10]

4.5.1.7 CURVAS S-N PARA MATERIAL DE BASE EM AÇO COM ALTA RESISTÊNCIA

Em materiais de base, a vida útil da peça dependerá do polimento superficial e da tensão de escoamento do material.

Para aço de alta resistência, com tensões de escoamento maior que 500 MPa e rugosidade superficial $R_a = 3.2$ ou menor a curva S-N a ser utilizada para determinação da vida me fadiga segue a seguinte equação:

$$\log N = 17.446 - 4.7 \log S \quad (4.8)$$

No ar, o número de ciclos em fadiga pode ser limitado a $2 \cdot 10^6$ com variação de tensão de 235 MPa (Figura 4.15).

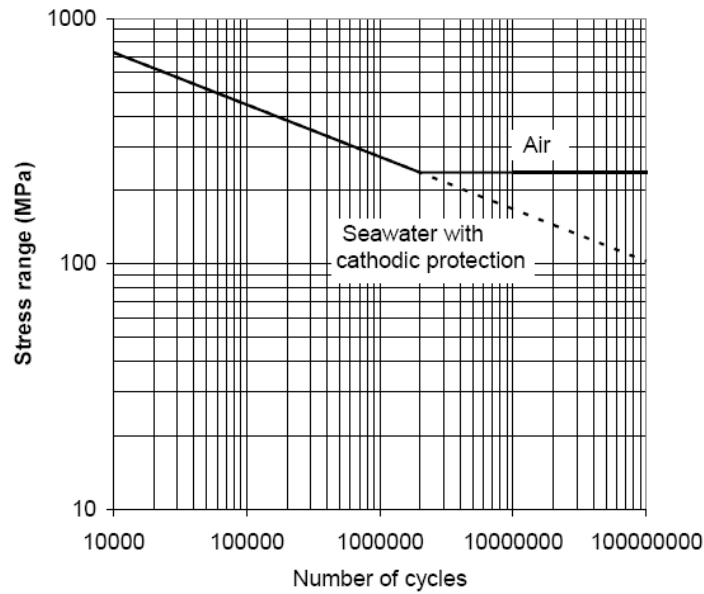


Figura 4.15- Curvas S-N para aço com alta resistência [10]

Em carregamentos com amplitude variável de maneira que o pico de tensão ultrapasse o limite à fadiga, este deve ser reduzido por um fator de segurança (“Design Fatigue Factor”) elevado à um expoente -0.33 ($DFF^{-0.33}$). A curva a ser utilizada, neste caso, é o representado na figura 4.10 e, sua equação é dada por $\text{Log } N = 17.770 - 4.7 \cdot \text{Log } S$.

No mar, com proteção catódica, uma constante m para o tramo à esquerda de $2 \cdot 10^6$ deve ser utilizada (Figura 4.15), as mesmas das curvas no ar fornecidas na seção 4.5.1.1. Caso a tensão de escoamento, polimento e corrosão não for garantido, as curvas apresentadas nas seções 4.5.1.1, 4.5.1.2 e 4.5.1.6 devem ser utilizadas.

4.5.2 LEI DOS DANOS ACUMULADOS DE MINER

A hipótese básica da regra de Miner é a de que o dano sobre a estrutura por ciclo de carregamento é constante numa dada faixa de tensões, sendo igual a:

$$D = \frac{1}{N} \quad (4.9)$$

Onde N ($\Delta\sigma$) extraído da curva S-N.

Nesse caso, o ciclo de amplitude de tensão variável é assimilado a um conjunto de k blocos, em que cada bloco tem uma amplitude de tensão constante que duram n_i ciclos. A Lei de Miner estabelece que os danos se acumulam de modo linear e é dada por:

$$Dano = \sum_{i=1}^k \frac{n_i}{N_i} = \frac{1}{a} \sum_{i=1}^k n_i \cdot (\Delta\sigma_i)^m \leq \eta \quad (4.10)$$

sendo,

- Dano = danos acumulados em fadiga;
- \ddot{a} = cruzamento da curva S-N com o eixo Log N;
- m = expoente negativo correspondente ao tramo da curva S-N;
- k = número de blocos de carregamento;
- n_i = número de ciclos de carregamento do bloco i;
- N_i = vida de fadiga a um nível de tensão de i (número total de ciclos de carregamento a um nível de tensão i que a estrutura resiste).
- $\eta = 1 / \text{DFF}$

A lei de Miner não toma em consideração aspectos que experimentalmente já se verificou terem bastante influência na duração à fadiga como a consideração de que as tensões inferiores à tensão limite de fadiga provocam alteração do material e de que a resistência à fadiga independente da história de carga.

A vida útil da estrutura (em anos) em decorrência da fadiga é:

$$Vida = \frac{1}{Dano} \quad (4.11)$$

Apesar das imprecisões, a lei de Miner continua a ser largamente utilizada na prática devido à sua simplicidade matemática e ao fato de fornecer resultados com certa margem de segurança.

4.6 CONCENTRAÇÕES DE TENSÕES (“Stress Concentration Factor”-SCF)

Muitos elementos de estruturas possuem seção variável ou orifícios devido à finalidade da peça; possuem ranhuras, estrias ou sulcos devidos a defeitos de fabricação. Todas essas imperfeições geométricas em geral são responsáveis pelo efeito de concentração de tensões, que ocorrem geralmente em pontos localizados intensificando a tensão nominal que normalmente ocorreria numa seção de peça sujeita a um carregamento qualquer. A concentração de tensões quantifica-se geralmente através de um fator de concentração de tensões K_t , dado pela relação:

$$K_t = \frac{\text{Tensão máxima na fronteira da descontinuidade}}{\text{Tensão média ou nominal nessa seção transversal}}$$

A Figura 4.16 serve para ilustrar a definição do fator K_t , representando uma peça com um entalhe em V na seção AA, onde a sollicitação é um momento fletor M. Admite-se que a curva cheia seja a distribuição real de tensões na seção. Nos pontos junto à fronteira da descontinuidade, as tensões são mais elevadas do que a tensão nominal na seção, cuja distribuição é dada pela linha reta que corresponde à equação das tensões de flexão:

$$\sigma = \frac{M}{I} z \quad (4.12)$$

onde,

- M é o momento atuante;
- z é a metade da altura “efetiva” (correspondente a seção reduzida), calculada como sendo $z = h / 2$;
- I é o momento de inércia da seção “efetiva”.

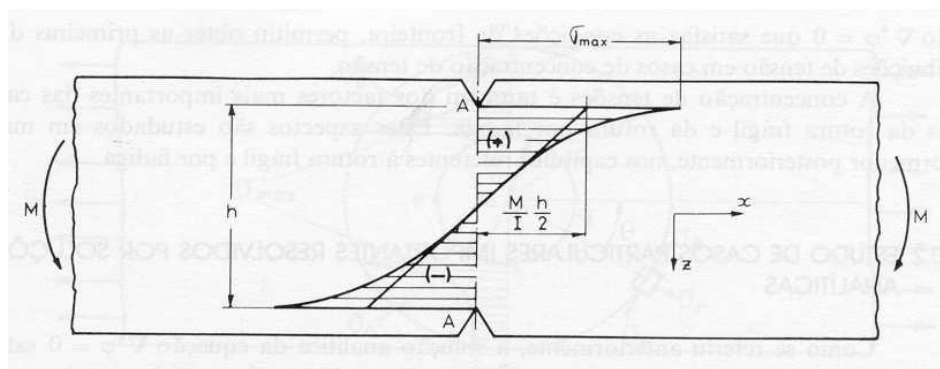


Figura 4.16- Ruptura final [4]

Para pontos afastados da descontinuidade, a distribuição real de tensões aproxima-se bastante da reta das tensões nominais (Efeito de Saint-Venant). Neste caso, o fator de concentração de tensões pela definição da DNV 2005, será o quociente entre a tensão máxima indicada na figura e a tensão nominal no mesmo ponto.

A própria iniciação de uma trinca se verifica um ponto de concentração de tensões, uma vez que na micro-estrutura do material começa a ocorrer quebra nas ligações moleculares dos cristais, facilitando a ocorrência de deformações plásticas. A ação do meio ambiente (corrosão) também acelera o crescimento da trinca, pois intensifica o efeito da concentração de tensões.

Nos materiais dúcteis, o efeito da concentração de tensões é atenuado quando a carga é puramente estática, pois permite a plastificação localizada na vizinhança do entalhe, gerando uma redistribuição de tensões. Na vizinhança do ponto de aplicação das cargas, também há concentração de tensões.

4.6.1 CONCENTRADORES DE TENSÃO SEGUNDO A DNV (2005)

A norma da DNV possui formulações para diversos detalhes em estruturas de aço que causam o efeito da concentração de tensões. Nas etapas seguintes, são ilustradas algumas formulações dos tipos de SCF recorrentes em estruturas metálicas e especificamente em estruturas “offshore”.

4.6.1.1 SCF PARA CHAPAS METÁLICAS SOLDADAS

A excentricidade em chapas soldadas deve ser levada em conta para o fator de concentração de tensões. A fórmula abaixo leva em consideração para chapas soldadas não enrijecidas ou para tubos soldados de grande diâmetro.

$$SCF = 1 + \frac{3 \cdot (\delta_m - \delta_0)}{t} \quad (4.13)$$

Onde:

- δ_m é a excentricidade e t é a espessura da chapa;
- $\delta_0 = 0.1t$ para levar em consideração os erros de posicionamento inerentes às curvas S-N para chapas soldadas

Os SCF para as chapas soldadas com diferentes espessuras devido ao aumento de rigidez para fim estrutural é calculado através da seguinte fórmula:

$$SCF = 1 + \frac{6 \cdot (\delta_m + \delta_t - \delta_0)}{t \cdot [1 + \frac{t^{1.5}}{T^{1.5}}]} \quad (4.14)$$

Onde:

- δ_m é a máxima excentricidade;
- $\delta_t = \frac{1}{2}(T-t)$ é a excentricidade devido à mudança de espessura;
- $\delta_0 = 0.1t$ para levar em consideração os erros de posicionamento inerentes às curvas S-N para chapas soldadas;
- T é a espessura da chapa mais espessa;
- t é a espessura da chapa mais fina.

4.6.1.2 SCF PARA CHAPAS METÁLICAS EM JUNTAS CRUCIFORME

$$SCF = 1 + \frac{6 \cdot t_i (\delta - \delta_0)}{l_i \left(\frac{t_1^3}{l_1} + \frac{t_2^3}{l_2} + \frac{t_3^3}{l_3} + \frac{t_4^3}{l_4} \right)} \quad (4.15)$$

Onde:

- $\delta = (\delta_m + \delta_t)$ é a excentricidade total;
- $\delta_0 = 0.3t$ para levar em consideração os erros de posicionamento inerentes às curvas S-N para chapas soldadas;
- t_i é a espessura da chapa em consideração ($i = 1, 2$);
- l_i é a espessura da chapa mais fina ($i = 1, 2$).

Os outros símbolos são definidos na ilustração abaixo.

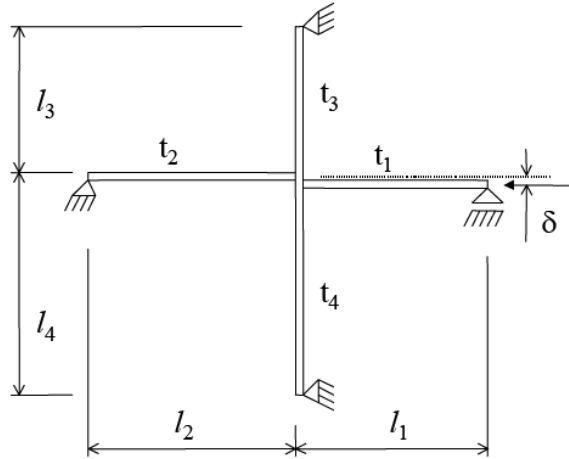


Figura 4.17- Junta cruciforme [10]

4.6.1.3 SCF PARA CHAPAS METÁLICAS COM FUROS ARREDONDADOS

Os SCF para furos em chapas são dados nas figuras abaixo. Quando há um detalhe muito próximo dos furos e que sofre um efeito considerável de fadiga, deve ser levada em consideração a interação de tensões. Um exemplo deste efeito é, por exemplo, uma junta soldada nas proximidades do furo. Esse incremento nas tensões pode ser avaliado a partir da Figura 4.19.

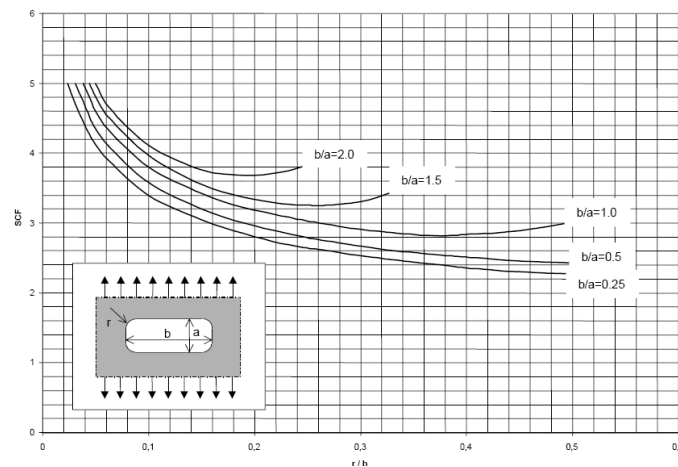


Figura 4.18- SCF para furos retangulares [10]

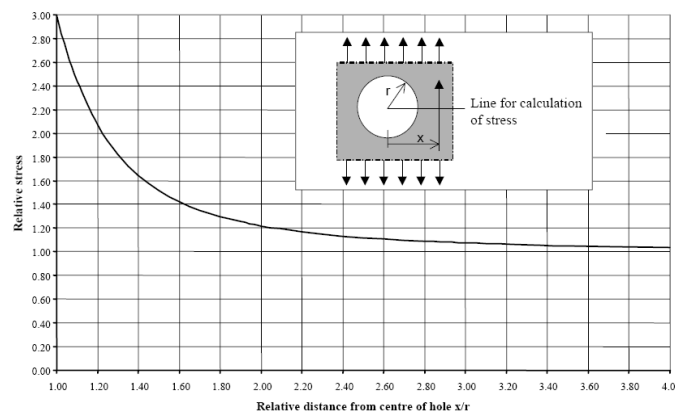


Figura 4.19- SCF distribuição de tensão no furo [10]

4.6.1.4 SCF PARA FUROS COM BORDA REFORÇADA

Uma extensa quantidade de SCF's são fornecidos no Apêndice C da DNV [10]. As trincas à fadiga em torno dos anéis de solda podem ocorrer em diferentes locais do reforço e nas chapas, dependendo da geometria do anel, seu tamanho e tipo do reforço (seção tubular no interior do furo ou anel metálico soldado).

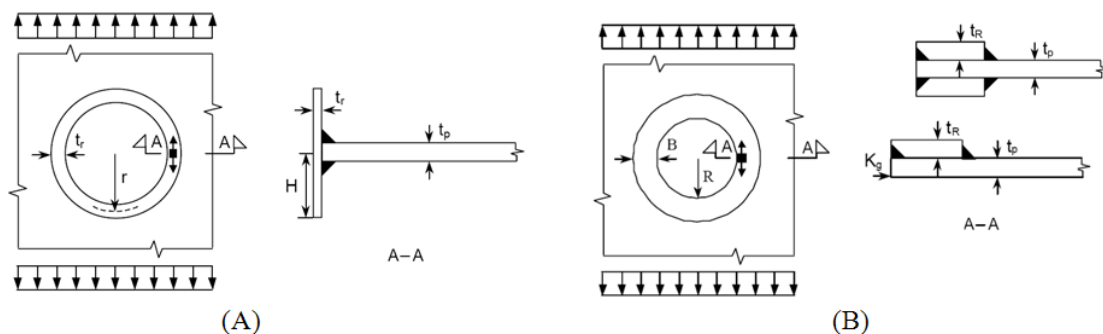


Figura 4.20- a) Seção tubular de reforço

b) Anel soldado (simples ou duplo) [10]

A análise do fator de concentração para este caso irá depender da configuração (método de ruptura) da falha e localização da região onde haverá maior probabilidade de ocorrer a nucleação e crescimento da trinca. Os principais métodos de ruptura são:

- 1) *Trinca transversal ao filete de solda com altas tensões de tração concentradas paralelamente ao filete (Reforço flexível) (Figura 4.21)*

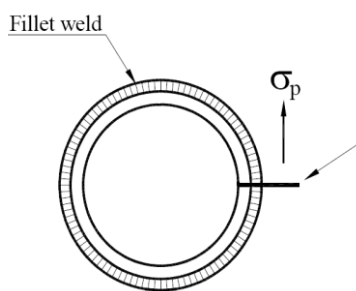


Figura 4.21 [10]

$$\sigma_{hotspot} = \sigma_p \quad (4.16)$$

Para as tensões locais paralelas ao filete de solda, deve-se utilizar a curva C da DNV em conjunto ao SCF calculado através do Apêndice C desta norma.

- 2) *Trinca a fadiga paralela ao filete de solda (Reforço rígido com o filete espesso) (Figura 4.22). A tensão principal σ_1 é a causa determinante desta fratura.*

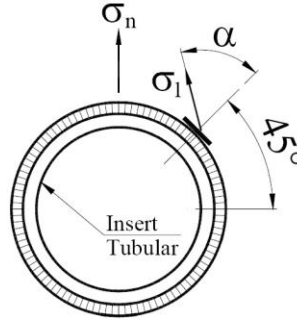


Figura 4.22 [10]

$$\sigma_{hotspot} = \sigma_1 \quad (4.17)$$

Para as tensões locais normais ao filete de solda, deve-se utilizar a curva D da DNV em conjunto ao SCF calculado através do Apêndice C desta norma.

- 3) *Trinca a fadiga na raiz da solda (Reforço rígido com filete fino) (Figura 4.23).*

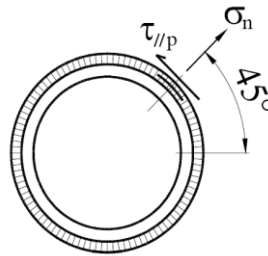


Figura 4.23 [10]

Há determinados casos em que a posição das soldas em relação às direções tensões nas chapas metálicas formam componentes normais (σ_n) e paralelos ($\tau_{//p}$) ao filete de solda. Portanto, este deve ser dimensionado de maneira que resista à combinação dessas tensões de acordo com a expressão abaixo:

$$\Delta\sigma_w = \frac{t}{2a} \sqrt{\Delta\sigma_n^2 + 0.2\Delta\tau_p^2} \quad (4.18)$$

Onde:

- t = espessura da chapa;
- a = garganta do filete de solda.

4.6.1.5 SCF PARA JUNTAS TUBULARES

Os SCF's para juntas tubulares simples são calculadas através do Apêndice B da DNV. De acordo com este documento, as juntas são classificadas de acordo com as porcentagens das forças axiais transmitidas aos braços dessas conexões, sendo três principais configurações: K, X e Y. Essa subdivisão considera todos componentes em

um plano da junta podendo ser considerado no mesmo plano, braços com desvio de $\pm 15^\circ$.

A Figura 4.24 ilustra as possíveis combinações de classificação das juntas. Para que o braço seja considerado uma junta K, a força axial deve ser equilibrada por pelo menos 10% da força proveniente do outro braço no mesmo plano e mesmo lado (Figura 4.24-a). Para classificação Y, a força axial proveniente do braço deve reagir com a coluna principal (“chord”) sem que haja transmissão de parte dos esforços para outros braços no mesmo plano (Figura 4.24-b). Já para que haja uma classificação X, a força axial de um braço é transferida através da coluna principal para outro que esteja no mesmo plano e no lado oposto (Figura 4.24-f).

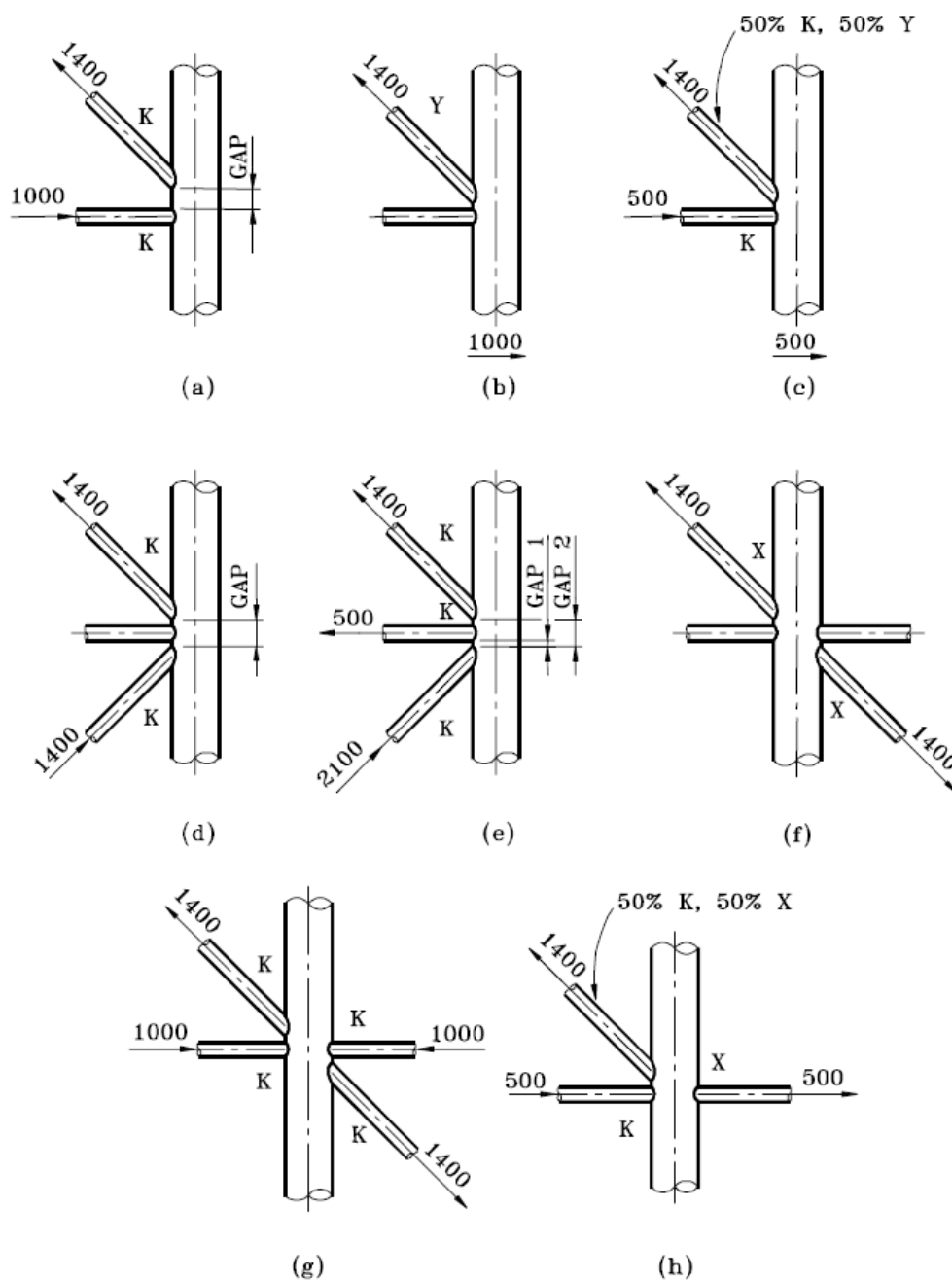


Figura 4.24- Classificação de juntas simples [10]

- *Superposição das tensões em juntas tubulares*: as tensões são calculadas nos pontos “crown” e “saddle” da Figura 4.25. O efeito final na região de concentração de tensões é dado pela soma das tensões devidas aos esforços axiais, momento dentro ou fora do plano em estudo da junta.

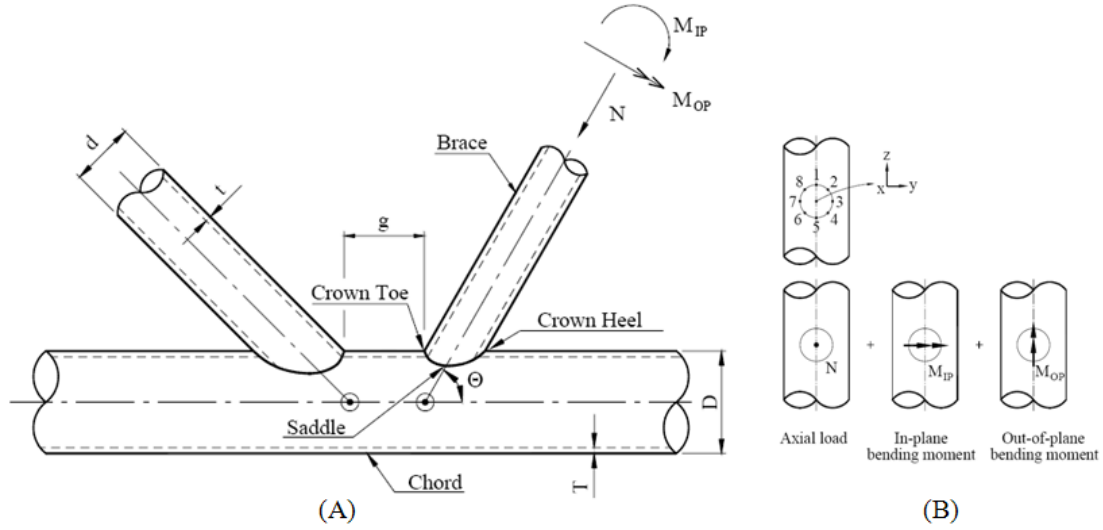


Figura 4.25- a)Definição geométrica das juntas tubulares b)Superposição das tensões[10]

As tensões podem ser maiores nos pontos intermediários ao “saddle” e “crown”, portanto, as tensões na região ao “hot spot” podem ser obtidas a partir de uma interpolação linear entre as parcelas de tensão oriundas dos esforços axiais no ponto “crown” e “saddle”, da variação senoidal dos esforços de flexão dentro e fora do plano em consideração. Então, o efeito final é avaliado em 8 pontos na circunferência da interseção ilustrada acima.

$$\begin{aligned}
 \sigma_1 &= SCF_{AC} \cdot \sigma_x - SCF_{MIP} \cdot \sigma_{mx} \\
 \sigma_2 &= \frac{1}{2}(SCF_{AC} + SCF_{AS}) \cdot \sigma_x - \frac{1}{2} \cdot \sqrt{2} \cdot SCF_{MIP} \cdot \sigma_{my} + \frac{1}{2} \cdot \sqrt{2} \cdot SCF_{MOP} \cdot \sigma_{mz} \\
 \sigma_3 &= SCF_{AS} \cdot \sigma_x + SCF_{MOP} \cdot \sigma_{mx} \\
 \sigma_4 &= \frac{1}{2}(SCF_{AC} + SCF_{AS}) \cdot \sigma_x + \frac{1}{2} \cdot \sqrt{2} \cdot SCF_{MIP} \cdot \sigma_{my} + \frac{1}{2} \cdot \sqrt{2} \cdot SCF_{MOP} \cdot \sigma_{mz} \\
 \sigma_5 &= SCF_{AC} \cdot \sigma_x + SCF_{MIP} \cdot \sigma_{my} \\
 \sigma_6 &= \frac{1}{2}(SCF_{AC} + SCF_{AS}) \cdot \sigma_x + \frac{1}{2} \cdot \sqrt{2} \cdot SCF_{MIP} \cdot \sigma_{my} - \frac{1}{2} \cdot \sqrt{2} \cdot SCF_{MOP} \cdot \sigma_{mz} \\
 \sigma_7 &= SCF_{AS} \cdot \sigma_x + SCF_{MOP} \cdot \sigma_{mx} \\
 \sigma_8 &= \frac{1}{2}(SCF_{AC} + SCF_{AS}) \cdot \sigma_x - \frac{1}{2} \cdot \sqrt{2} \cdot SCF_{MIP} \cdot \sigma_{my} - \frac{1}{2} \cdot \sqrt{2} \cdot SCF_{MOP} \cdot \sigma_{mz}
 \end{aligned} \tag{4.19}$$

Onde σ_x , σ_{my} , σ_{mz} são as tensões nominais máximas devidas aos esforços axiais, momentos fletores no plano e fora do plano respectivamente. SCF_{AS} é o fator de

concentração de tensões no “saddle” para os esforços axiais. SCF_{AC} é o fator de concentração de tensões no “crown”. SCF_{MIP} é o fator de concentração para momento fletor no plano e SCF_{MOP} é o fator de concentração para o momento fora do plano da junta.

4.6.1.6 SCF PARA SEÇÕES TUBULARES COM SOLDAS DE TOPO

Devido à menor severidade das curvas S-N para o lado externo da seção tubular que para o lado interno, segundo esta norma, é fortemente recomendado que a conexão com solda de topo seja feita de maneira que a transição de espessura fique na parte externa da estrutura.

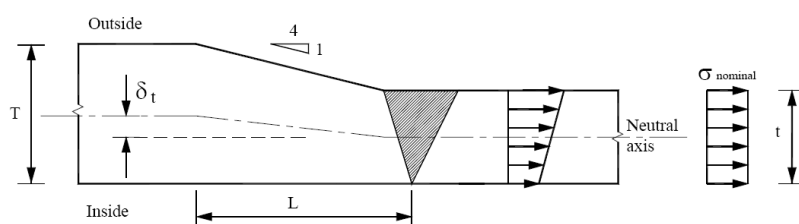


Figura 4.26- Transição da espessura de parede na parte externa [10]

As concentrações de tensão em estruturas tubulares com solda de topo são decorrentes de diversas excentricidades causadas por peças ligadas com diâmetros diferentes, mudança de espessura da parede do tubo, ovalização da seção transversal e excentricidade do eixo do tubo. Então, estes erros de posicionamento são dados pela soma do efeito das diversas causas citadas anteriormente e, a maior contribuição desse erro é a parcela devido à ovalização da seção transversal.

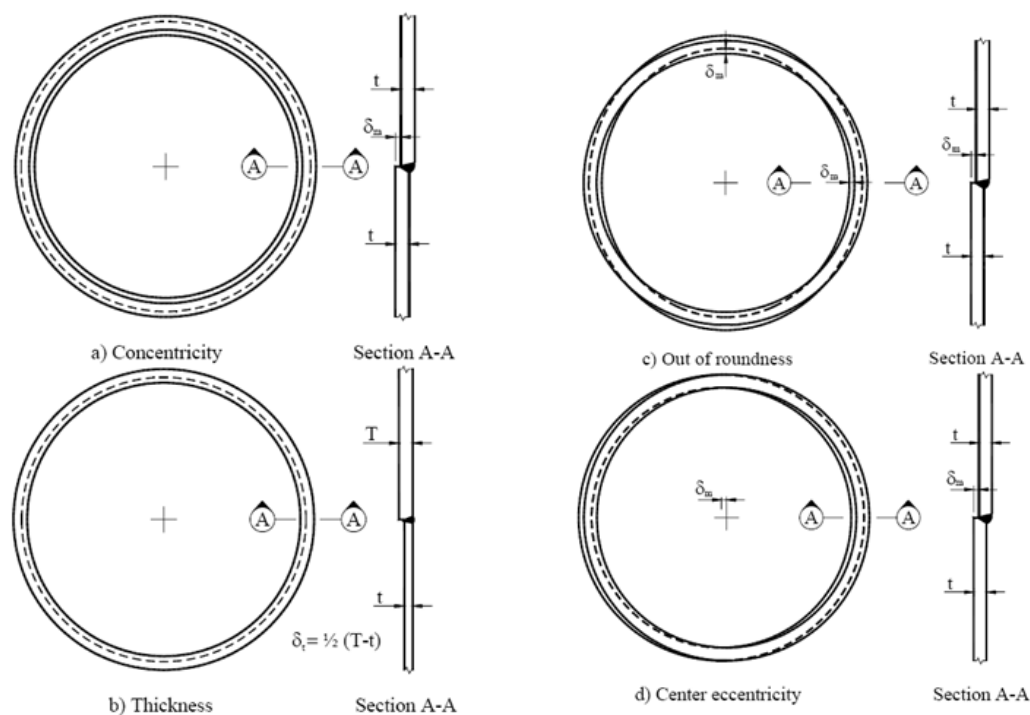


Figura 4.27- Principais causas do efeito do SCF em estruturas tubulares soldadas [10]

De maneira conservativa, pode-se utilizar a fórmula de SCF para chapas metálicas excêntricas no caso de seções tubulares com solda de topo, sendo que o efeito do diâmetro com relação à espessura da parede pode ser incluído de acordo com a expressão:

$$SCF = 1 + \frac{6.(\delta_t + \delta_m - \delta_0)}{t} \frac{1}{1 + (\frac{T}{t})^{2.5}} e^{-\alpha} \quad (4.20)$$

Onde

- $\alpha = \frac{1.82.L}{\sqrt{D.t}} \frac{1}{1 + (\frac{T}{t})^{2.5}};$ (4.21)

- $\delta_0 = 0.1t$ para levar em consideração os erros de posicionamento inerentes às curvas S-N.

Essa expressão leva em consideração o comprimento de distribuição da excentricidade (Figura 4.28). Quanto maior for o L e menor for o D, o efeito da concentração de tensões é reduzido. É importante destacar que para pequenos valores de L e altos valores de D, os valores de SCF obtido é próximo, porém um pouco menor, aos valores para chapas abertas soldadas (Expressão 4.13).

Na transição da solda para o material de base na parte externa da estrutura, a DNV sugere a utilização da curva E. Caso o processo de soldagem for realizado na horizontal, pode ser utilizada a curva D; assim, é necessário que na sua fabricação, os tubos sejam rotacionados no processo de soldagem.

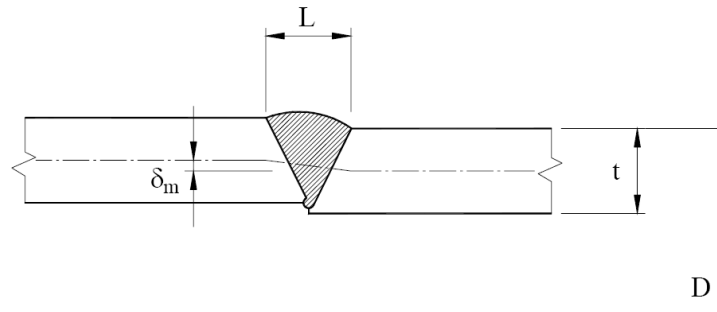


Figura 4.28- Seção na solda [10]

No processo de fabricação com soldas em apenas um lado da seção, é necessário um acompanhamento rigoroso para garantir a total penetração da solda e posterior avaliação não destrutiva para verificação das possíveis falhas durante a execução da soldagem. Nestes casos, é utilizada a curva F3 para se levar em consideração a falta de penetração e falhas que não foram adequadamente inspecionadas em fábrica.

- “*Riser*” e “*pipelines*”: as soldas nestas estruturas submarinas, normalmente, são feitas a partir de uma fenda simétrica com o aço de solda fundido apenas na parte externa à estrutura. As tolerâncias são mais restritas comparado aos elementos estruturais “onshore”, e as excentricidades são limitadas a $0.1t$ ou 3mm. (t = espessura de parede). O processo de fabricação dessas estruturas é submetido a um rigoroso acompanhamento e verificação de falhas no processo de soldagem, principalmente na raiz da solda. O

mesmo critério de aceitação é feito para estruturas com grande espessura de parede (25mm). O expoente, $k = 0$ pode ser utilizado quando na raiz de solda e $k=0.15$ na área de transição do cordão de solda e material de base. (Figura 4.29).

Para fendas de solda não simétricas, o SCF é função da máxima excentricidade aceitável. O valor da concentração de tensões pode ser avaliado através da seguinte expressão:

$$SCF = 1 + \frac{3 \cdot (\delta - \delta_0)}{t} e^{-\sqrt{t/D}} \quad (4.22)$$

Onde

- $\delta_0 = 0.1t$ para levar em consideração os erros de posicionamento inerentes às curvas S-N.

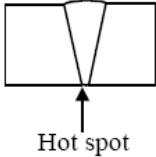
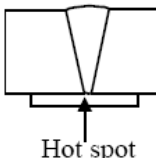
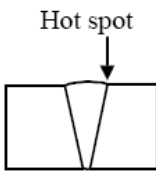
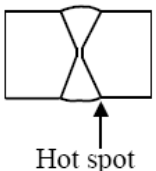
Description		Tolerance requirement	S-N curve	Thickness exponent k	SCF
Welding	Geometry and hot spot				
Single side		$\delta \leq \min(0.15t, 3 \text{ mm})$	F1	0.00	1.0
		$\delta > \min(0.15t, 3 \text{ mm})$	F3	0.00	1.0
Single side on backing		$\delta \leq \min(0.1t, 2 \text{ mm})$	F	0.00	1.0
		$\delta > \min(0.1t, 2 \text{ mm})$	F1	0.00	1.0
Single side			D	0.15	Eq.4.22
Double side			D	0.15	Eq.4.22

Figura 4.29- Classificação das soldas em “pipelines”-Tabela2-4 da DNV [10]

O efeito das excentricidades é governado pela ovalização da seção transversal e pela espessura de parede, portanto, as tolerâncias para análise de fadiga podem ser obtidas através de equação 4.23:

$$\delta_{Tot} = \sqrt{\delta_{Thickness}^2 + \delta_{Ovality}^2} \quad (4.23)$$

Onde:

- $\delta_{\text{Thickness}} = (t_{\text{max}} - t_{\text{min}}) / 2$ é a excentricidade total;
- $\delta_{\text{Ovality}} = D_{\text{max}} - D_{\text{min}}$, quando não há centralização dos tubos soldados;
- $\delta_{\text{Ovality}} = (D_{\text{max}} - D_{\text{min}}) / 2$, quando os tubos soldados são centralizados durante a soldagem (construção);
- $\delta_{\text{Ovality}} = (D_{\text{max}} - D_{\text{min}}) / 4$, quando os tubos soldados são centralizados durante a construção e rotacionados de maneira que se tenha um melhor ajuste para a soldagem das peças.

4.6.1.7 SCF PARA SEÇÕES TUBULARES SUJEITAS À FORÇA AXIAL

Esta parte se aplica às seções tubulares soldadas no topo sujeitas à tensões axiais como “risers” do tipo TTR utilizadas em unidades flutuantes como TLP e “risers” de perfuração.

A colinearidade das peças que compõem a estrutura com pequeno ângulo de desvio pode resultar em um aumento nos esforços globais devidos ao momento fletor. Esse desvio pode crescer ou diminuir à medida que as forças axiais diminuem ou aumentam pela tensão aplicada na estrutura.

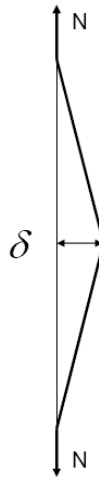


Figura 4.30- Excentricidade de peças colineares [10]

Assumindo que o momento M , resultante do efeito de excentricidade das peças soldadas (δ_N), cause uma tensão na região de concentração de tensões decorrente protensão N :

$$\sigma = \frac{N}{\pi(D-t).t} SCF \quad (4.24)$$

O SCF vale:

$$SCF = 1 + \frac{4.\delta_N}{D-t} \quad (4.25)$$

O valor de δ_N é função de N e, D, é o diâmetro externo do riser. Cabe ressaltar que o valor da excentricidade é δ quando $N = 0$. Conforme a força de protensão vai sendo aplicada à estrutura, a excentricidade vale:

$$\delta_N = \delta \frac{\tanh(k.l)}{k.l} \quad (4.26)$$

Onde:

- $k = \sqrt{\frac{N}{E.I}}$;
- l = comprimento dos segmentos tubulares soldados;
- N = força axial;
- I = momento de inércia;
- E = módulo de Young.

A não linearidade em termos de geometria para redução do δ_N devido ao incremento da força axial já está incluída na expressão 4.25.

No caso de mais de dois segmentos a serem considerados na excentricidade, os erros nos desvios angulares devem ser somados linearmente (I) ou quadraticamente (II) conforme a montagem dos segmentos durante a fabricação, se caso sistemático ou aleatório (Figura 4.31).

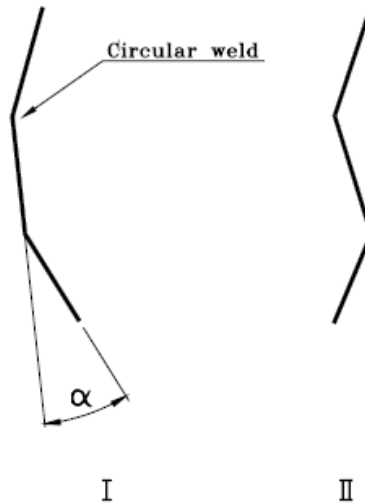


Figura 4.31- Ângulo de desvio dos segmentos tubulares durante fabricação:(I) Desvios sistemáticos ou (II) Desvios aleatórios [10]

5. O FENÔMENO DE VIBRAÇÕES INDUZIDAS POR VÓRTICES (VIV)

5.1 SURGIMENTO DE VÓRTICES

5.1.1 EXPERIMENTO DE REYNOLDS

Com a finalidade de observar os regimes de escoamento, Reynolds em 1883 realizou uma experiência em um reservatório que continha um fluido em repouso, com um orifício de pequeno diâmetro próximo ao seu fundo e uma válvula que permitia a saída do fluido em alta velocidade (Figura 5.1). Foi inserido no orifício, através de um dispositivo, um fluido colorido com escoamento contínuo e, simultaneamente foi aberta a torneira.



Figura 5.1- Esquema representativo da experiência de Reynolds [21]

Durante os primeiros instantes, a tinta percorria em linha reta sem ser perturbada pelo fluido proveniente do reservatório. Porém, a partir de um dado trecho, gradativamente a tinta deixava de escoar linearmente e surgiam movimentos verticais, ocasionando oscilações. Para o primeiro trecho, é dito que o escoamento se encontra no regime laminar (Figura 5.2-a). Quando o escoamento é dominado pelas perturbações, é dito que ele está no regime turbulento (Figura 5.2-b). O trecho em que ocorre a transição entre o regime laminar e turbulento, é chamado de regime transitório.

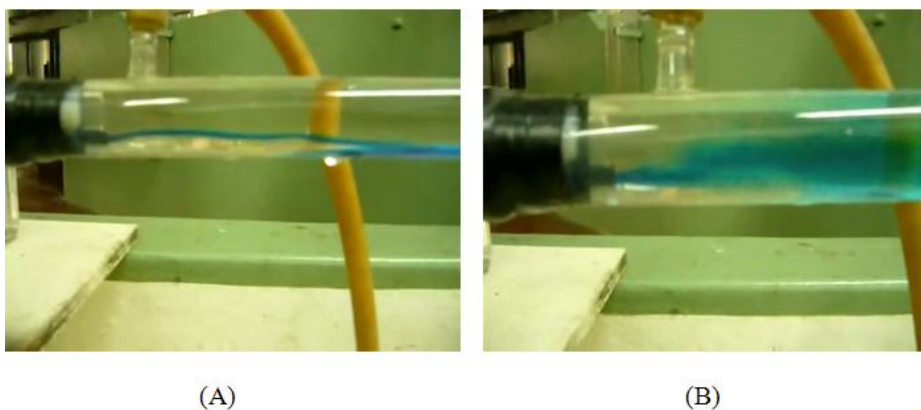


Figura 5.2- Comportamento do fluido (a) regime laminar (b) regime turbulento [21]

As forças ordenadoras do escoamento são forças de origem viscosa, ou seja, são forças provenientes da tensão de cisalhamento existente entre as camadas de fluido. Essas forças são as que mantêm o fluido no regime laminar. As forças que fazem com que o escoamento se torne turbulento são de origem inercial, ou seja, são causadas pela tendência que o fluido tem de se manter em movimento, mesmo com a presença de fatores dissipadores de energia. As forças viscosas tendem a não permitir que as partículas do fluido se desloquem entre si. Quando as forças de origem inerciais superam as forças de origem viscosas, o escoamento tende a tornar-se perturbado conforme a Figura 5.2-b.

A viscosidade é definida como a propriedade que um fluido tem para resistir à razão de deformação quando o fluido é submetido a forças tangenciais. De acordo com a lei de Newton da viscosidade (definindo fluidos newtonianos), para uma dada tensão cisalhante agindo num elemento fluido, a razão com a qual o fluido se deforma é inversamente proporcional ao valor da viscosidade. Isto implica que quando submetido a uma tensão cisalhante constante, a razão com que a deformação se dá é maior para fluidos com menores valores de viscosidade [12].

No que se refere à consideração das forças viscosas, ainda não foi desenvolvida uma forma fechada para a representação analítica do escoamento em torno de geometrias imersas. Por esse motivo, é amplamente utilizado no meio científico o conceito de fluido ideal ou *fluido invíscido*, indicando a inexistência de tensões cisalhantes entre camadas fluidas. O fluido ideal é desprovido de viscosidade, ou seja, não possui a propriedade de resistir às forças tangenciais. O escoamento de um fluido ideal é governado por forças inerciais que definem o efeito geométrico de alteração do escoamento quando este se dá em torno de uma estrutura imersa. Ao contrário do fluido ideal, o escoamento considerando fluido real apresenta os efeitos de ambas componentes de forças: viscosa e inercial.

Duas camadas adjacentes de um fluido ideal podem mover-se com velocidades distintas, sem que uma afete a outra por fricção interna. A única influência que uma exerce sobre a outra é a de sua geometria, que tem que amoldar com a outra. Consequentemente, qualquer camada de um fluido ideal pode ser removida do escoamento e substituída por um contorno sólido da mesma forma geométrica que a camada removida.

5.1.2 CAMADA LIMITE

O conceito de camada limite pode ser visualizado através da consideração de um fluido em escoamento laminar entre duas placas paralelas entre si e de comprimento infinito na direção do escoamento. Uma das placas está imóvel e a outra possui movimento com velocidade conhecida.

A viscosidade no escoamento de um fluido é análoga ao atrito no movimento de corpos sólidos. Quando um sólido é movimentado sobre outro, deve-se aplicar uma força externa \vec{F} , para vencer a força de atrito \vec{f} , caso se deseje manter o corpo em movimento com velocidade constante. No caso do movimento de um fluido, pode-se considerá-lo entre duas placas paralelas, conforme ilustrado na Figura 5.3. A força \vec{F} é aplicada à placa superior, de forma que ela adquira um movimento com velocidade constante \vec{v} em relação à placa inferior, a qual se admite estar em repouso. A força \vec{F} se opõe à força de arrasto viscosa gerada na placa superior para que seja mantida sua velocidade constante.

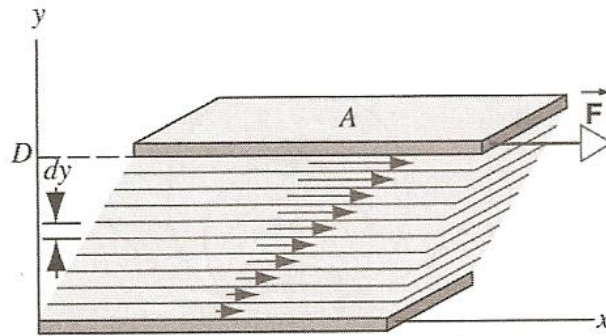


Figura 5.3- Fluido viscoso preenche o espaço entre duas placas [13]

Pode-se idealizar o fluido como sendo dividido em camadas paralelas às placas. A viscosidade atua não apenas entre fluido e a placa superior, mas também entre às diversas camadas do fluido. A velocidade de cada camada difere de uma quantidade dv em relação às camadas adjacentes. Então, no *escoamento laminar*, a velocidade varia em cada camada. Para esta discussão, admite-se que a camada superior do fluido possui a mesma velocidade v da placa superior e que a camada inferior do fluido possui a mesma velocidade da placa inferior do fluido, ou seja, zero.

A força F que deve ser exercida para produzir um escoamento laminar no fluido é diretamente proporcional à área da placa; quanto maior a placa, maior a força de arrasto viscosa e maior a força a ser exercida. A força é também diretamente proporcional à variação da velocidade dv que ocorre entre cada camada de espessura dy ; isto é, se as placas estiverem muito próximas uma da outra, será necessária uma força relativamente alta para manter uma velocidade específica na placa superior.

$$F = \eta \cdot A \frac{dv}{dy} \quad (5.1)$$

A constante de proporcionalidade η é chamada de coeficiente de viscosidade (ou simplesmente viscosidade) do fluido. A unidade da viscosidade no SI é N.s/m^2 . A viscosidade é alta para os fluidos que oferecem uma grande resistência ao escoamento e baixa para os fluidos que escoam facilmente (ver Tabela 5-1).

Viscosidade de alguns fluidos	
Fluido	η (N.s/m^2)
Glicerina (20°C)	1,5
Óleo lubrificante para motores (0°C)	0,11
Óleo lubrificante para motores (20°C)	0,03
Sangue (37°C)	$4,0 \times 10^{-3}$
Água (20°C)	$1,0 \times 10^{-3}$
Água (90°C)	$0,32 \times 10^{-3}$
Gasolina (20°C)	$2,9 \times 10^{-4}$
Ar (20°C)	$1,8 \times 10^{-5}$
CO_2 (20°C)	$1,5 \times 10^{-5}$

Tabela 5-1 Viscosidade de alguns fluidos [13]

Uma aplicação prática do conceito de viscosidade ocorre nos casos em que o fluido escoar no interior de uma tubulação cilíndrica. O escoamento é novamente laminar, porém neste caso, as camadas do fluido são cilindros de paredes finas com raios variáveis. A velocidade do escoamento varia com o raio; seu valor máximo ocorre no eixo de simetria da tubulação e seu valor mínimo, que é admitido como zero, ocorre nas paredes (Figura 5.4). A variação da velocidade com a localização ao longo da seção transversal da tubulação não é linear.

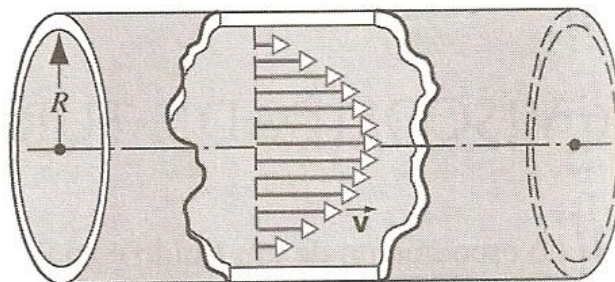


Figura 5.4- Escoamento do fluido através de uma tubulação cilíndrica [13]

Ao se observar o escoamento de um fluido em meio infinito sobre uma placa plana, o trecho onde ocorre a variação de velocidade, crescendo de zero até a velocidade existente no escoamento teórico, é muito pequeno, sendo, portanto, denominado como camada limite (Figura 5.5).

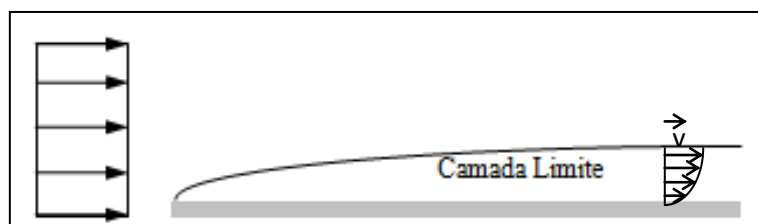


Figura 5.5- Caracterização da camada limite [3].

Pode se adotar um raciocínio análogo para o caso do fluido em movimento com uma velocidade constante v com um obstáculo em seu percurso. O fluido que possuía velocidade uniforme v , terá na região limite com a superfície do obstáculo, um salto brusco de velocidade que passa a ser nula para o fluido em contato com a superfície do obstáculo. A região próxima à superfície do obstáculo na qual a velocidade do escoamento varia unicamente em função da existência de atrito entre o fluido e a superfície do obstáculo é definida como camada limite.

5.1.3 TURBULÊNCIA

Após elevar-se por uma pequena distância, a coluna uniforme de fumaça gerada por um cigarro se desintegra, ficando irregular e aparentando uma forma aleatória (Figura 5.6-a). De forma similar, uma linha de corrente do escoamento de um fluido que passa por um obstáculo se desintegra formando vórtices e turbilhões, que produzem no fluido componente de velocidades irregulares transversais à direção do escoamento

(Figura 5.6-b). Uma bandeira movimentando-se por ação do vento é um exemplo desse fenômeno; se o escoamento do ar fosse laminar, a bandeira ficaria em uma posição fixa ao longo das linhas de corrente, porém o mastro perturba o escoamento que assume um padrão de comportamento irregular similar ao da figura 5.6-b, causando o movimento transversal da bandeira. Estes são exemplos de escoamento turbulento ocorrentes em fluidos. Outros exemplos incluem os rastros deixados na água pelo movimento de embarcação e no ar por carros e aviões e correntes que atravessam o corpo cilíndrico dos risers em estruturas offshore.

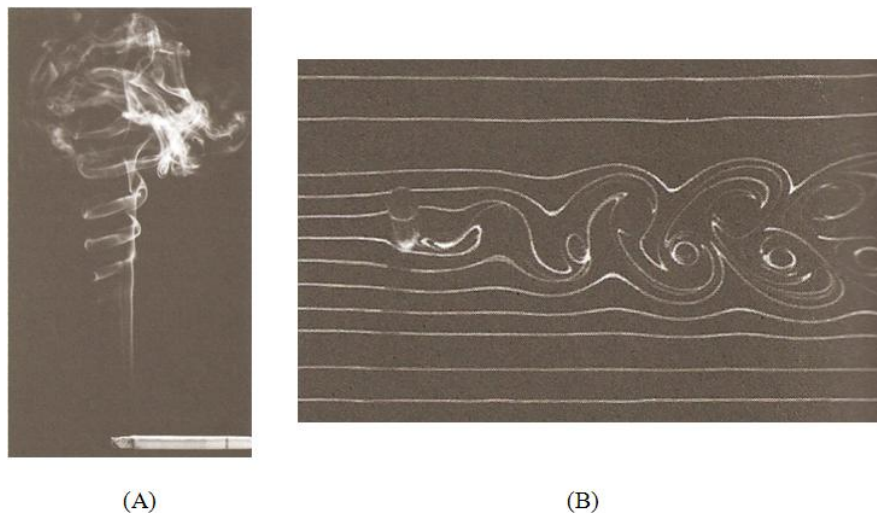


Figura 5.6- Mudança de comportamento do escoamento (a) Fumaça de cigarro (b) Passagem de um fluido em corpo cilíndrico [13]

Em fluido viscoso, o escoamento a baixas velocidades pode ser descrito como laminar, o que sugere que as camadas deslizam suavemente umas sobre as outras. Quando as velocidades do escoamento são suficientemente altas, o movimento fica desordenado e irregular havendo, portanto o descolamento dessas camadas; esta é a condição do escoamento turbulento. Uma analogia mecânica deste escoamento pode ser o caso de um bloco que é empurrado, deslizando ao longo de uma superfície rugosa. Se a força de atrito for pequena, o bloco deslizará sobre a superfície quando a força aplicada F for no mínimo de mesma intensidade que a força de atrito. Se o atrito aumenta, a força aplicada deve também aumentar, ficando eventualmente, com uma intensidade tal que o bloco tende a tombar. O tombamento do bloco é análogo à transição do escoamento do regime laminar para o regime turbulento.

5.1.4 SEPARAÇÃO DO ESCOAMENTO

Para um escoamento que incide de forma frontal à seção transversal de um cilindro, o ponto onde ocorre o primeiro encontro entre as partículas de fluido e a superfície do cilindro é o ponto onde o escoamento incide a 0° (ponto A da Figura 5.7). Este ponto é conhecido como ponto de estagnação, onde a velocidade do escoamento é nula e a pressão associada à dinâmica do escoamento é máxima.

Se o fluido em consideração for invíscido (fluido ideal), o ponto de estagnação ocorre tanto para $\theta = 0^\circ$, como para $\theta = 180^\circ$, pontos A e C da Figura 5.7, respectivamente. Ainda, na trajetória do ponto A ao B, ocorre um aumento de

velocidade e, conseqüentemente, uma diminuição de pressão até o fluido atingir o ponto B, $\theta = 90^\circ$, onde a velocidade é máxima e a pressão é mínima.

Observando-se o escoamento que parte do ponto A para o B ao redor de um cilindro (0° para 90° da Figura 5.7), o gradiente de pressão é favorável fazendo com que haja um ganho de velocidade, conforme a pressão tende a diminuir. Quando o fluido atinge o ponto B (90°) a velocidade é máxima e o fluido desloca-se em direção ao ponto C com o gradiente de pressão desfavorável, mas com o ganho de energia cinética para vencer o gradiente adverso. Para o fluido real, porém, há o efeito da viscosidade, caracterizado pela camada limite, e ocorrem perdas de energia devidas aos efeitos de fricção, ou seja, as partículas na camada limite não acumulam energia cinética suficiente para superar o gradiente adverso e então ocorre uma redução na velocidade até que em um determinado ponto dentro da camada limite ocorre um movimento de fluido contrário ao da direção do escoamento, causando assim a separação do mesmo (Figura 5.8).

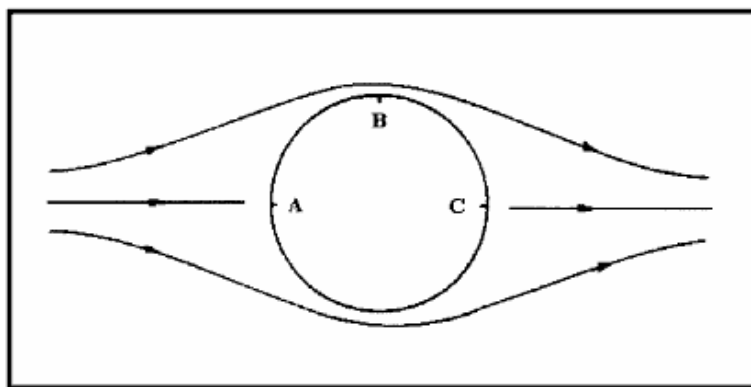


Figura 5.7- Linhas do escoamento de um fluido ideal em torno de um cilindro [7]

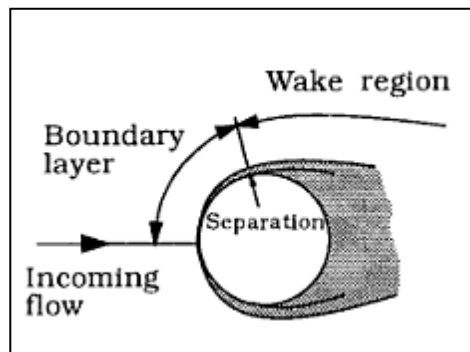


Figura 5.8- Separação do escoamento de um fluido real ao redor de um cilindro [7].

No ponto onde ocorre a separação do escoamento, a tensão cisalhante é nula e as velocidades normais e tangenciais, junto à parede do cilindro, também o são. A Figura 5.9 apresenta o perfil de velocidade na camada limite até o ponto onde há um refluxo do escoamento, ilustrando o efeito da separação.

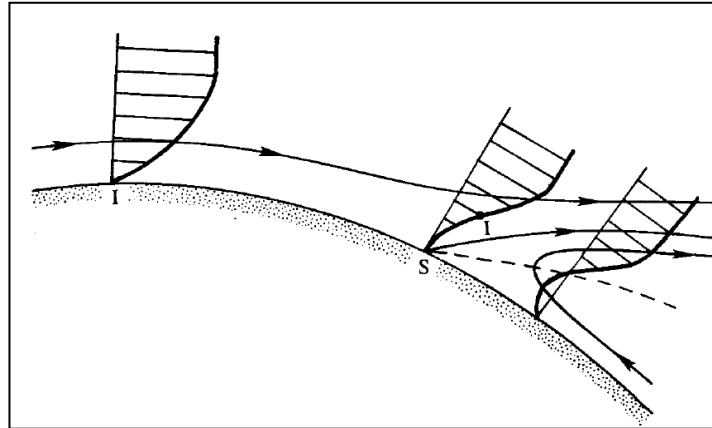


Figura 5.9- Perfil de velocidade na camada limite de um escoamento de fluido real ao redor de um cilindro (separação) [7].

Na Figura 5.10, é possível ver a distribuição do gradiente de pressão em função da posição do escoamento ao redor do cilindro. Na região próxima a 90° , as pressões são mínimas. Nota-se que no ponto de estagnação (0°), a pressão é igual para os três casos apresentados, porém deste ponto em diante a distribuição de pressão para escoamento de fluido ideal passa a ser diferente da distribuição de pressão para escoamento de fluido real, uma vez que há perda de carga devido à viscosidade do fluido. Nota-se também que devido à separação, a distribuição de pressão, para o fluido real, deixa de ser simétrica fazendo com que surja uma força de arrasto na direção do escoamento. O comportamento da pressão ao redor do cilindro para o fluido real varia também em função do N° de Reynolds, que é definido na próxima seção deste capítulo.

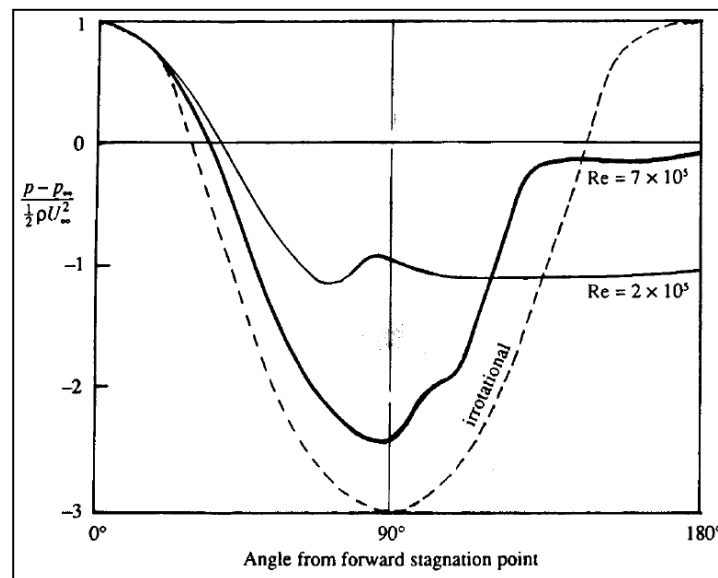


Figura 5.10- Distribuição de pressão do escoamento em torno de um cilindro (fluido ideal versus fluido real) [14].

5.2 ANÁLISE ADIMENSIONAL

Os parâmetros adimensionais são utilizados para reduzir o número e a complexidade de variáveis experimentais que afetam um dado fenômeno físico. Alguns parâmetros ao serem estudados experimentalmente podem ser difíceis de ser relacionados devido ao conjunto de grandezas do problema em questão. Para solucionar tal dificuldade e melhorar a compreensão dos fenômenos físicos, recorre-se aos parâmetros adimensionais. Os parâmetros adimensionais são obtidos através de análises que envolvem a dimensão dos parâmetros envolvidos.

Para se fazer uma análise dimensional, pode-se abordar o problema de várias formas. Uma delas é o teorema dos IIs de Buckingham que diz que o número de grupos adimensionais será igual ao número de variáveis envolvidas no problema menos o número de grandezas dimensionais básicas requeridas [14].

Como no estudo das VIV os métodos semi-empíricos ainda são amplamente utilizados, os parâmetros adimensionais são uma importante ferramenta para a compreensão e representação do fenômeno.

A Tabela 5-2 lista a definição de cada parâmetro utilizado abaixo e suas respectivas unidades.

Grandezas dimensionais	Definição	Dimensão
L	Comprimento da estrutura	[comprimento]
D	Largura máxima da estrutura	[comprimento]
A _y	Amplitude de vibração	[comprimento]
U	Velocidade do fluido	[comprimento/tempo]
m	Massa por unidade de comprimento do modelo	[massa/comprimento]
ρ	Densidade do fluido	[massa/comprimento ³]
ν	Viscosidade cinemática do fluido	[comprimento/tempo]
f	Frequência de vibração	[tempo ⁻¹]

Tabela 5-2- Grandezas dimensionais.

A seguir, são listados os principais parâmetros adimensionais relacionados com o fenômeno das Vibrações Induzidas por Vórtices.

a) Geometria:

O número adimensional que representa a geometria da estrutura, ou índice de esbeltez, é um dos mais importantes parâmetros, segundo Blevins [14], para a determinação das características da força do fluido sobre a estrutura.

$$\frac{L}{D} = \text{índice de esbeltez} \quad (5.2)$$

b) Velocidade Reduzida

A velocidade reduzida, por observações experimentais, delimita a região relacionada a vibrações devidas ao desprendimento de vórtices, ou seja, a região onde a frequência da excitação devida ao desprendimento de vórtices se aproxima da frequência natural da estrutura.

$$\frac{U}{f_v \cdot D} = \text{velocidade reduzida} \quad (5.3)$$

O parâmetro D (diâmetro externo da estrutura) é amplamente utilizado porque tende a controlar a espessura da esteira de vórtices.

c) Amplitude Adimensional

A amplitude adimensional relaciona a amplitude de vibração com o diâmetro da estrutura.

$$\frac{A_y}{D} = \text{Amplitude adimensional} \quad (5.4)$$

d) Razão de massa

A razão de massa relaciona a massa da estrutura à massa de fluido deslocada.

$$\frac{m}{\rho \cdot D^2} = \text{Razão de massa} \quad (5.5)$$

É uma importante medida para flutuadores e para os efeitos de massa adicional no modelo. É geralmente usado para medir a suscetibilidade de estruturas leves às vibrações induzidas por desprendimento de vórtices [14].

e) Número de Reynolds

O Número Reynolds é a relação entre as forças inerciais e as forças viscosas.

$$\frac{U \cdot D}{\nu} = \text{Número de Reynolds} \quad (5.6)$$

O Número de Reynolds (Re) evidencia o comportamento do regime do escoamento, da espessura da camada limite e da forma como ocorre a separação.

f) Razão de Amortecimento (ξ)

A razão de Amortecimento Estrutural relaciona a energia dissipada pela estrutura com a energia de deformação da estrutura quando esta é submetida a vibrações.

$$\xi = \frac{\text{Energia dissipada por ciclo}}{4\pi \cdot (\text{Energia de deformação da estrutura})} \quad (5.7)$$

Outro parâmetro que relaciona propriedades importantes é o amortecimento reduzido que é composto pelo produto da razão de massa com o fator de amortecimento.

$$\frac{2 \cdot m \cdot (2\pi\xi)}{\rho \cdot D^2} = \text{Amortecimento reduzido} \quad (5.8)$$

5.3 COMPORTAMENTO DO FLUIDO X NÚMERO DE REYNOLDS

No estudo de um escoamento em torno de um obstáculo, a variação do Número de Reynolds se dá através da variação da velocidade do escoamento, portanto quanto maior a velocidade do escoamento maior será o Número de Reynolds.

O desprendimento de vórtices tem origem na separação do escoamento, que ocorre na camada limite. O Número de Reynolds caracteriza o comportamento do fluido na camada limite. Enquanto as forças viscosas tendem a ordenar o escoamento tornando-o laminar, as forças inerciais influenciam o escoamento próximo ao cilindro de forma que as partículas do fluido se movimentem transversalmente e o escoamento se torne desordenado.

Para valores de Reynolds menores que 5, o escoamento é lento e predominantemente regido por forças viscosas, ou seja, em regime laminar. A partir de valores de Reynolds de 5 e até 40, surgem pares de vórtices formados na esteira do cilindro. Quando o Número de Reynolds está aproximadamente entre 40 e 50 acontece o desprendimento de vórtices na estrutura. Quando há desprendimento de vórtices surge uma força transversal alternada no cilindro, excitando movimentos oscilatórios (VIV) no cilindro. A Figura 5.11 ilustra a passagem do fluido por um obstáculo para Número de Reynolds até 50.

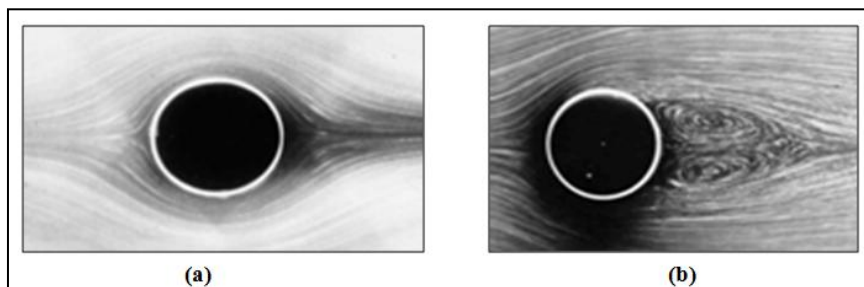


Figura 5.11- Escoamento em torno de um cilindro (a) No regime laminar, com $Re < 5$ (b) Par de vórtices, $5 < Re < 40 \sim 50$. [7]

Assim, o padrão do escoamento na camada limite e na esteira de vórtices de um escoamento em torno de um cilindro não varia de forma contínua com o Número de Reynolds. Há variações no padrão do escoamento para intervalos constantes do Número de Reynolds, apresentando formas perceptivelmente distintas para cada intervalo. A Figura 5.12 apresenta a classificação do escoamento na esteira de vórtices, de acordo com os intervalos do Número de Reynolds.

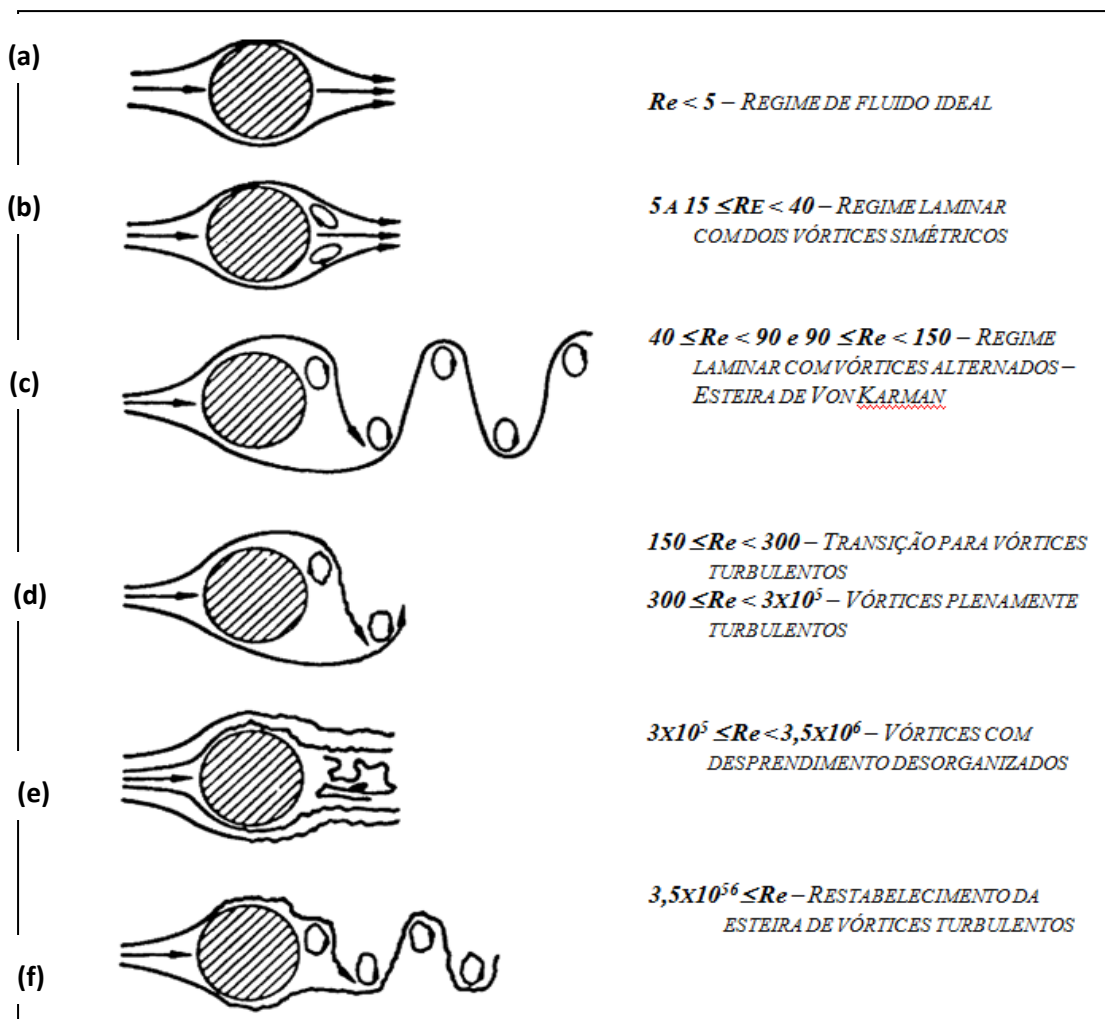


Figura 5.12- Regimes do escoamento para diferentes Números de Reynolds [14].

Os padrões observados na figura acima são descritos em detalhe nos itens em sequência:

- Figura 5.12 a - Número de Reynolds menor que 5, onde o fluido na camada limite é caracterizado por ter somente forças viscosas e de pressão e estar em regime laminar;
- Figura 5.12 b – $5 < Re < 40 \sim 50$. Um par de vórtices estáveis, simétricos e laminares ocorre na região atrás do cilindro;
- Figura 5.12 c – $40 \leq Re < 90$ e $90 \leq Re < 150$. Deixam de ser estáveis, conseqüentemente, um vórtice irá crescer mais do que o outro. O aumento do vórtice torna-se forte o suficiente para expulsar o vórtice oposto da esteira. Neste instante, ocorre então o desprendimento de vórtices alternado. Para o Número de Reynolds em aproximadamente 150, forma-se uma dupla fila de vórtices alternados conhecidos com vórtices de Von Karman (Figura 5.13);

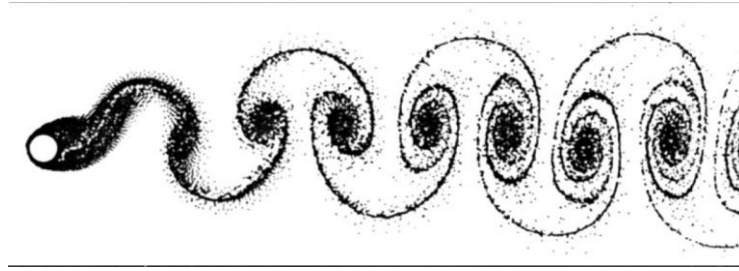


Figura 5.13- Esteira de Von Karman [20].

- Figura 5.12 d– ($150 < Re < 300$) e ($300 < Re < 3 \times 10^5$). Os vórtices se tornam turbulentos, embora o escoamento na camada limite ainda permaneça laminar. No intervalo de $300 < Re < 3 \times 10^5$, a esteira torna-se mais estreita, com larguras menores que o diâmetro do cilindro, com períodos de desprendimento bem definidos. Esta faixa do Número de Reynolds é chamada de *região subcrítica*;
- Figura 5.12 e– ($3 \times 10^5 < Re < 3,5 \times 10^6$) Intervalo transitório. A camada limite deixa de ser laminar e passa a ser turbulenta. A esteira turbulenta apresenta uma desorganização com relação ao desprendimento de vórtices que ocorre de forma aleatória;
- Figura 5.12 f – ($3,5 \times 10^6 < Re$) A esteira de vórtices volta a se comportar de forma mais bem organizada e possui novamente uma forma de desprendimento alternado.

5.4 NÚMERO DE STROUHAL

O desprendimento de vórtices ocorre em geral em uma frequência bem determinada, denominada frequência de desprendimento de vórtices, ou frequência de shedding (f_s):

$$f_s = \frac{S_t \cdot U}{D} \quad (5.9)$$

Onde:

- f_s : Frequência de desprendimento de vórtice;
- S_t : Número de Strouhal;
- U : Velocidade do Escoamento Uniforme;
- D : Diâmetro do Cilindro.

O Número de Strouhal define a relação entre a frequência de desprendimento de vórtices, a geometria da estrutura e a velocidade do escoamento. A Figura 5.14 mostra a existência de uma dependência entre o Número de Strouhal e o Número de Reynolds. Observa-se que há um pequeno engrossamento na região devido ao efeito da transição

do escoamento. Esta alteração não significa uma mudança entre a relação da frequência de desprendimento e a velocidade de corrente incidente, mas sim uma falta de ordem do escoamento na esteira de vórtices.

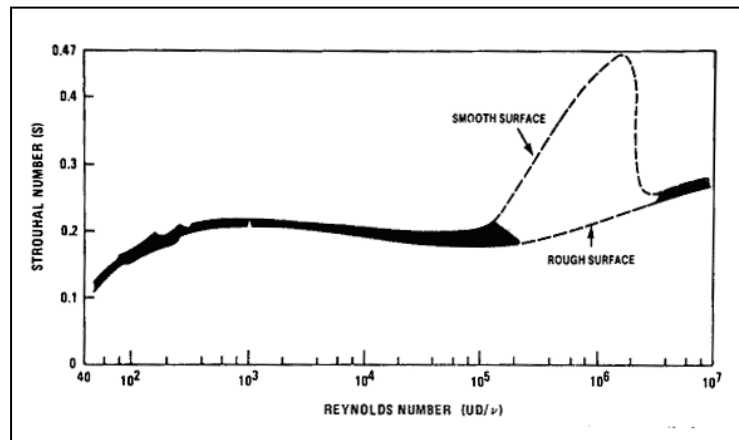


Figura 5.14- Relação entre o Número de Strouhal e o de Reynolds para um cilindro [14].

Segundo Blevins [14], o aumento no Número de Strouhal somente ocorre para superfícies “lisas”, com os valores do Número de Strouhal de aproximadamente 0,5. Nas superfícies rugosas, observa-se que a esteira de vórtices, para um mesmo Número de Reynolds, está organizada possuindo um correspondente Número de Strouhal de valor constante entre 0,2 e 0,25.

Para um cilindro elasticamente montado, livre para mover-se em um escoamento uniforme, quando a frequência de desprendimento de vórtices está próxima da sua frequência natural, a frequência de vibração do cilindro governa a frequência de desprendimento de vórtices, ou seja, pode-se dizer que a frequência de oscilação do cilindro estaciona em um valor próximo da frequência natural da estrutura, tão bem como a frequência de desprendimento de vórtices, sendo que a amplitude de vibração da estrutura atinge um valor máximo. Esse fenômeno é conhecido como “*lock-in*”. A Figura 5.15 mostra a relação da amplitude de vibração adimensional com a razão entre a frequência de oscilação da estrutura e a frequência de desprendimento de vórtices.

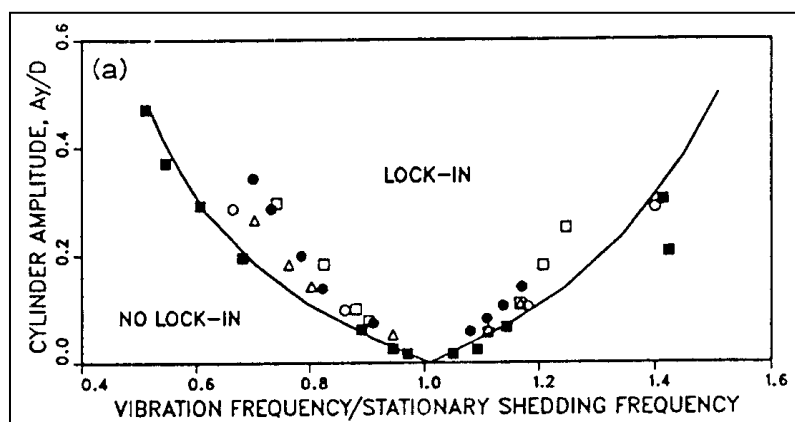


Figura 5.15- Região de lock-in pela sincronização do desprendimento de vórtices com a vibração transversal do cilindro [14].

5.5 FORÇAS ATUANTES SOBRE UM CILINDRO: FADIGA INDUZIDA PELO VIV

Vibrações induzidas pelo desprendimento de vórtices (VIV) é provavelmente a mais importante causa de fadiga para risers rígidos, seja em catenária ou vertical (de perfuração), principalmente em regiões com alta velocidade de corrente. Alta frequência de vibrações em risers devido à indução desses desprendimentos de vórtices pode resultar em altos danos acumulados por fadiga.

Conforme visto anteriormente, esse efeito ocorre quando na região de excitação do riser, os vórtices se desprendem numa frequência tal que é próxima às frequências naturais da estrutura.

Quando um fluido em movimento passa por algum obstáculo, é intuitivo imaginar que será gerada uma força no sentido do deslocamento do fluido, Figura 5.16. Esta força denomina-se força de arrasto.

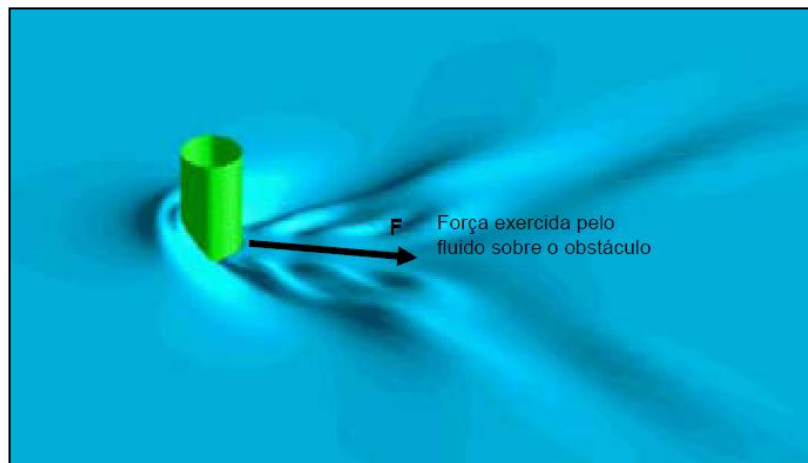


Figura 5.16- Ilustração da reação de um fluido em movimento a um obstáculo [12].

A força de arrasto é uma das forças exercidas no cilindro quando ocorre uma excitação na estrutura. Pode ocorrer em duas direções “*in-line*” (na direção da esteira de vórtices) e “*cross-flow*” (transversal a esteira de vórtices), conforme ilustrado na Figura 5.17.

Risers rígidos em águas ultra profundas são suscetíveis ao VIV principalmente porque:

- As velocidades de correntes são tipicamente mais altas que em águas rasas;
- Quanto maior o comprimento do riser, menor é a sua frequência natural, reduzindo assim a magnitude necessária para excitar o VIV;

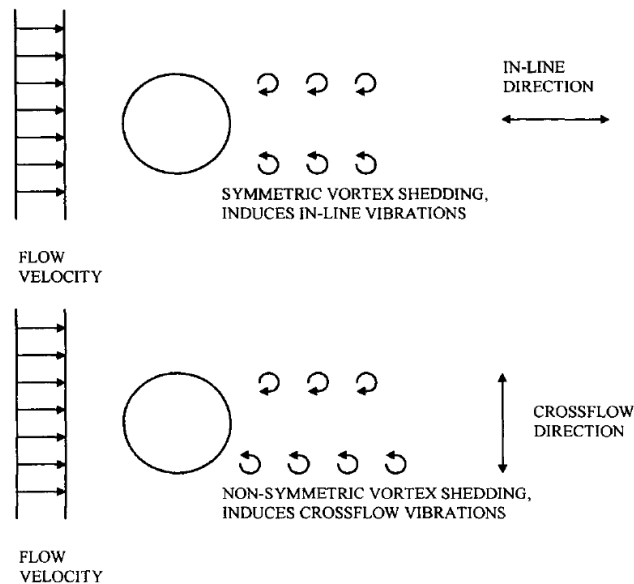


Figura 5.17- Vórtices típicos atrás de um cilindro [9].

Esses risers, em alguns casos, são tão longos que a corrente significativa irá excitar o modo de frequência natural em flexão muito maior que o modo fundamental e, além disso, uma vez que as correntes em águas ultra-profundas mudam em magnitude e direção com a profundidade, é possível que múltiplos modos de vibração sejam excitados no VIV, tornando assim, a previsão do VIV muito mais complexo do que para risers curtos em águas rasas.

Dois fatores compõem a força de arrasto: a pressão e a fricção, como indicado na Figura 5.18. A fricção depende da superfície de contato do escoamento com o cilindro. Já a pressão depende do percurso do escoamento (ver item 5.1.4) e, para cada região da trajetória do escoamento próximo ao cilindro, a pressão tem influência distinta (ponto A para o ponto B, será favorável, de B para C a pressão será contrário ao escoamento). Em cascos de navios, devido à região de contato entre a parede e o fluido ser relativamente grande e não haver grande variação de pressão, a força de arrasto é praticamente composta pela fricção entre o fluido e o casco do navio. Para escoamentos ao redor de um cilindro, a parcela da força originada pela diferença de pressão ao longo do cilindro será predominante na força de arrasto.

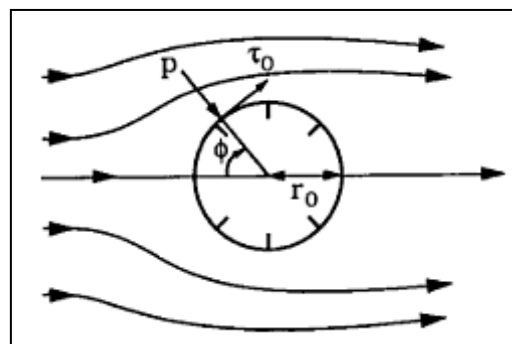


Figura 5.18- Componentes da força resultante em um cilindro [12]

Quando ocorre o desprendimento de vórtices, este se dá de forma alternada, de forma que o vórtice gerado exerce uma força oscilatória na direção transversal ao escoamento. A esta força denomina-se força de sustentação ou *força de “lift”*.

$$F_L = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot U^2 \cdot C_L \cdot \sin(\omega_s \cdot t) \quad (5.10)$$

Onde:

- F_L : Força de sustentação por unidade de comprimento;
- ρ : Peso específico do fluido;
- U : Velocidade do escoamento incidente no cilindro;
- C_L : Coeficiente de *lift* (sustentação);
- ω_s : frequência (angular) de desprendimento de vórtices;
- t : tempo.

Proveniente do desprendimento de vórtices alternado, a força de sustentação é a força oscilatória, transversal ao fluxo exercida no cilindro que varia com a frequência de desprendimento de vórtices, ou frequência de “*shedding*”. A força de sustentação provoca um deslocamento transversal no cilindro, que corresponde à amplitude de vibração da estrutura. A vibração gerará uma reação do fluido ao deslocamento provocado; esta reação denomina-se de força de arrasto “*cross-flow*” (transversal).

A Figura 5.19 mostra um esquema com as forças atuantes em um cilindro, quando aplicada uma corrente em um riser. Conforme mostra o esquema, somente é considerada a força de sustentação na direção transversal, pois é comum assumir a força de sustentação como a força resultante transversal das forças provocadas pelo escoamento atuantes no cilindro.

A resultante das forças provocadas pelo escoamento no cilindro corresponde basicamente a:

- Força devida ao surgimento de vórtices e reações viscosas e inerciais nesta direção;
- Força de arrasto e força de inércia na direção do escoamento devida ao surgimento de vórtices.

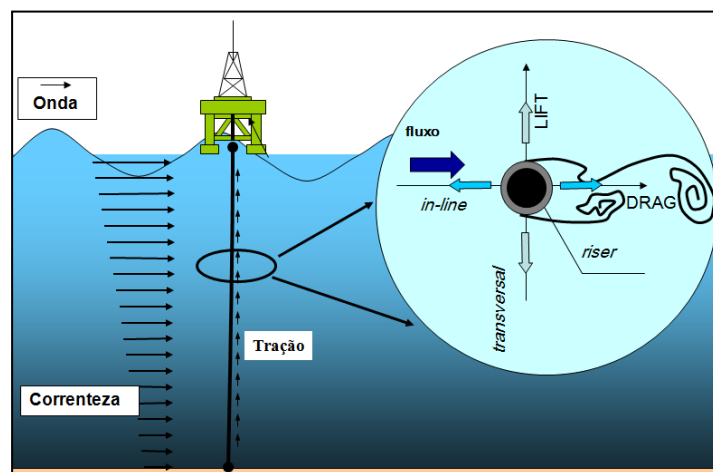


Figura 5.19- Forças atuantes para um cilindro com corrente uniforme [12].

A estimativa da vida em fadiga de uma estrutura sujeita ao VIV depende de uma acurada estimativa da amplitude de resposta e frequências de vibração, estes por sua vez, dependem dos seguintes parâmetros:

- Perfil de corrente;
- Frequência e magnitude da força de sustentação devida ao desprendimento de vórtices;
- A correlação do comprimento de excitação do riser pela força de excitação e frequências de desprendimento de vórtices (“shedding”);
- Amortecimento hidrodinâmico;
- Propriedades estruturais do riser, incluindo amortecimento estrutural, tração, rigidez à flexão, propriedades geométricas da seção transversal.

É ainda importante destacar que o fenômeno de VIV é muito mais sensível ao perfil de corrente do que qualquer outro parâmetro. Para risers curtos, a magnitude da corrente é que determina se o VIV irá ocorrer ou não. A resposta “cross-flow” é muito mais significativa do que a resposta “in-line” (Figura 5.20).

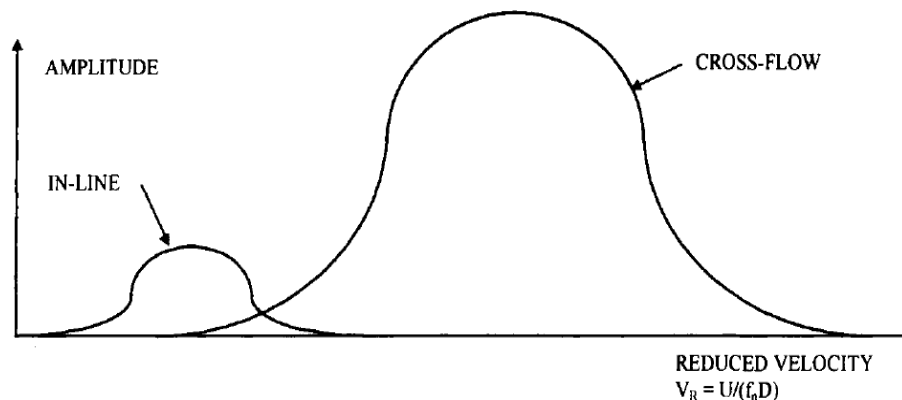


Figura 5.20- Amplitude de resposta típica em função da velocidade reduzida [9].

5.6 SUPRESSORES DE VÓRTICES

Para os casos em que o dano à fadiga devido às vibrações induzidas por vórtices inviabiliza o projeto, é necessário utilizar dispositivos que reduzam a amplitude destas vibrações causadas pela vibração induzida pelo desprendimento de vórtices. Estes dispositivos denominam-se supressores de vórtice.

Os supressores podem estar ao longo de todo o riser ou somente em pontos identificados como mais críticos a partir de uma análise numérica ou a partir de ensaios em tanques de prova.

Um supressor deve ser dimensionado para suportar a incidência de fluxos em qualquer direção, podendo variar com a profundidade ou o tempo.

Outro ponto importante a ser destacado é que a utilização de supressores acarreta no aumento do arrasto. Este fato pode gerar um aumento significativo no custo e dificultar a instalação, pois membros com este dispositivo podem prender em algum outro componente.

Quando os supressores são usados, a região em que estes estão instalados é excitada com uma carga muito pequena. Determina-se então, a taxa de redução do coeficiente de sustentação desta região, a qual é fornecida pelo fabricante do supressor.

O supressor tipo helicoidal é o mais adotado ultimamente. Este supressor pode ser identificado por três parâmetros: a altura da hélice, o passo das hélices e o número de hélices por seção transversal.

Há também outros tipos de supressores menos usados como o supressor aerofólio; a Figura 5.21 apresenta alguns exemplos de supressores de vórtices.

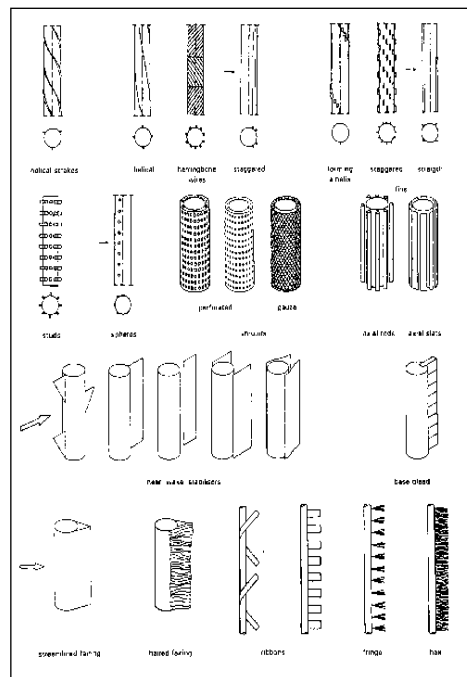


Figura 5.21- Supressores de Vórtices [14].

6. MODELO DE ANÁLISE DO VIV

Conforme mencionado no capítulo anterior, quando um cilindro está sujeito a uma corrente uniforme, as vibrações induzidas pelo desprendimento de vórtices é bem compreendida e a resposta da estrutura pode ser prevista com boa precisão. Porém, não é o caso quando a corrente não é uniforme, maioria das correntes reais, pois mais de um modo natural de vibração da estrutura pode ser excitado pela freqüência de “shedding” (*resposta multi-modal-“multi-moded”*), ou um modo dominante pode superpor aos outros (*resposta unimodal-“single-mode”*), como ilustrado na Figura 6.1.

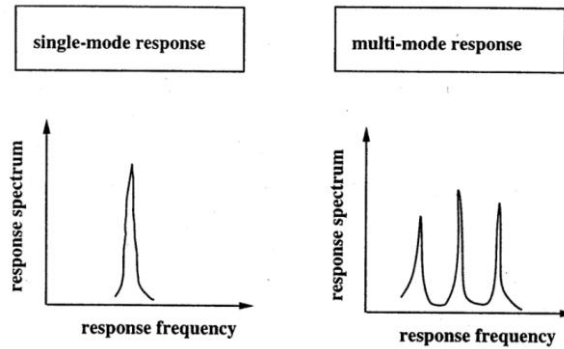


Figura 6.1- Resposta da estrutura submetida ao VIV em correntes não-uniformes. [16]

6.1 TEORIA E FORMULAÇÕES (Modelo Analítico)

6.1.1 RAZÃO DE MASSA

A razão de massa [16] é definida pela razão entre a massa por unidade de comprimento (m_s) e a massa por unidade de comprimento do fluido deslocado (m_f) multiplicada por $\pi/4$. Neste caso, a massa adicionada não é incluída no cálculo.

$$m_r = \frac{\pi}{4} \frac{m_s}{m_f} \quad (6.1)$$

6.1.2 MÍNIMA E MÁXIMA FREQUÊNCIA DE EXCITAÇÃO

A partir dos números de Reynolds ($R_e(x)$) e Strouhal (S_t) apresentados no capítulo anterior, pode-se calcular as mínimas e máximas freqüências de desprendimento de vórtices (força excitadora do sistema).

$$\omega_{min} = \frac{2 \cdot \pi \cdot S_t \cdot V_{min}}{D} \quad (6.2)$$

$$\omega_{max} = \frac{2 \cdot \pi \cdot S_t \cdot V_{max}}{D} \quad (6.3)$$

Cabe lembrar que o número de Strouhal é função do número de Reynolds e da rugosidade do cilindro. V_{\min} e V_{\max} são as mínimas e máximas velocidades da corrente do perfil, respectivamente.

6.1.3 ANÁLISE MODAL DA ESTRUTURA: CÁLCULO ANALÍTICO DAS FREQUÊNCIAS NATURAIS DE VIBRAÇÃO

A equação do movimento para uma viga tracionada (sem amortecimento) é dada pela seguinte expressão:

$$m_t \ddot{y} + E.I. y'' - T y' = 0 \quad (6.4)$$

Onde m_t é a massa por unidade de comprimento da viga (incluindo o efeito da massa adicionada), $E.I$ é a rigidez à flexão e T é a tração. Considera-se o deslocamento dada pela equação $y = A.e^{j(kx+wt)}$, com A igual a amplitude, k é o número de onda, e w sendo a frequência, x e t são as variáveis espaciais e temporais respectivamente.

OBS: as derivadas representadas por ponto correspondem às derivadas no tempo t e pela apóstrofe é a derivada no espaço x .

Substituindo a expressão do deslocamento na equação do movimento, obtém-se:

$$-m_t \cdot w^2 + E.I. k^4 + T \cdot k^2 = 0 \quad (6.5)$$

O parâmetro que caracteriza o comportamento de viga é definido como

$$P = \frac{T}{E.I.k^2} \quad (6.6)$$

Se $P \gg 1$, a estrutura é essencialmente um cabo tracionado, porém, a rigidez à flexão da estrutura deve ser levada em consideração. A equação 6.5 pode ser resolvida para k , número de onda, separando a relação de dispersão:

$$k^2 = \frac{-T \pm \sqrt{T^2 + 4.E.I.\omega^2.m_t}}{2.E.I} \quad (6.7)$$

P pode ser mais conveniente expresso em termos da frequência como:

$$P = \frac{2}{-1 + \sqrt{1 + \frac{4.E.I.m_t}{T^2} \cdot \omega^2}} \quad (6.8)$$

onde o sinal positivo da equação 6.7 foi escolhido. Para avaliar uma dada estrutura baseada na excitação, uma opção é a utilização da máxima frequência de excitação e a mínima tração; desta forma, o menor valor de P é obtido. Essa metodologia dá maior ênfase no comportamento de viga da estrutura. Estudos numéricos indicam que para $P < 30$, a rigidez à flexão da estrutura é importante, portanto, sendo recomendada a utilização do modelo de viga [16]. Caso contrário ($P > 30$), é recomendável a utilização do modelo de cabo, uma vez que a rigidez à flexão pode ser desprezada.

a) *Frequências naturais para modelos de Vigas Bi-Rotuladas (rad/s)*

- Tração constante

$$w_n = \frac{\pi^2}{L^2} \sqrt{\frac{E.I}{m_t}} \left(n^4 + \frac{n^2 \cdot T \cdot L^2}{\pi^2 \cdot E.I} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (6.9)$$

O modo de vibração (adimensional) é dado pela seguinte expressão:

$$Y_n(x) = \sin\left(\frac{n \cdot \pi \cdot x}{L}\right) \quad (6.10)$$

E a curvatura ($1/m^2$) é dada pela expressão:

$$Y''_n(x) = -\left(\frac{n \cdot \pi}{L}\right)^2 \sin\left(\frac{n \cdot \pi \cdot x}{L}\right) \quad (6.11)$$

- Tração variável

$$\int_0^L \sqrt{-\frac{1}{2} \frac{T(s)}{E.I} + \frac{1}{2} \sqrt{\left[\frac{T(s)}{E.I}\right]^2 + 4 \cdot \frac{m_t \cdot \omega_n^2}{E.I}}} ds = n \cdot \pi \quad (6.12)$$

O modo de vibração (adimensional) é dado pela seguinte expressão:

$$Y_n(x) = \sin \left[\int_0^L \sqrt{-\frac{1}{2} \frac{T(x)}{E.I} + \frac{1}{2} \sqrt{\left[\frac{T(x)}{E.I}\right]^2 + 4 \cdot \frac{m_t \cdot \omega_n^2}{E.I}}} dx \right] \quad (6.13)$$

E a curvatura ($1/m^2$) é dada pela expressão abaixo:

$$Y''_n(x) = \frac{1}{2} \left[\frac{T(s)}{E.I} - \sqrt{\left(\frac{T(x)}{E.I}\right)^2 + \frac{4 \cdot \omega_n^2 \cdot m_t(x)}{E.I}} \right] \cdot \sin \left[\int_0^L \sqrt{-\frac{1}{2} \frac{T(x)}{E.I} + \frac{1}{2} \sqrt{\left[\frac{T(x)}{E.I}\right]^2 + 4 \cdot \frac{m_t \cdot \omega_n^2}{E.I}}} dx \right] \quad (6.14)$$

Onde $T(s)$ é a tração ao longo do riser de comprimento L , EI é a rigidez à flexão, m_t é a massa por unidade de comprimento e w_n é a frequência natural do n -ésimo modo de vibração natural.

Observação importante: neste caso, as frequências com tração variável são obtidas por um processo iterativo. O chute inicial para cada frequência é dado pela expressão fechada com tração constante.

Os modos de vibração e curvaturas calculadas estão normalizados, por isso possuem as unidades mencionadas anteriormente.

b) Frequências naturais para modelos de Cabos Bi-Rotulados (rad/s)

- Tração constante

$$w_n = \frac{n\pi}{L} \sqrt{\frac{T}{m_t}} \quad (6.15)$$

O modo de vibração (adimensional) é:

$$Y_n(x) = \sin\left(\frac{n\pi x}{L}\right) \quad (6.16)$$

E a curvatura ($1/m^2$) é dada pela expressão abaixo:

$$Y''_n(x) = -\left(\frac{n\pi}{L}\right)^2 \sin\left(\frac{n\pi x}{L}\right) \quad (6.17)$$

- Tração variável

$$\int_0^L \frac{\omega_n}{\sqrt{\frac{T(s)}{m_t}}} ds = n\pi \quad (6.18)$$

O modo de vibração (adimensional) é:

$$Y_n(x) = \sin\left[\int_0^L \frac{\omega_n}{\sqrt{\frac{T(x)}{m_t}}} dx\right] \quad (6.19)$$

E a curvatura ($1/m^2$) é dada pela expressão abaixo:

$$Y''_n(x) = \frac{-\omega_n^2 m_t}{T(x)} \cdot \sin\left[\int_0^L \frac{\omega_n}{\sqrt{\frac{T(x)}{m_t}}} dx\right] \quad (6.20)$$

Observação importante: neste caso, as frequências com tração variável são obtidas por um processo iterativo. O chute inicial para cada frequência é dado pela expressão fechada com tração constante.

Os modos de vibração e curvaturas calculadas estão normalizados, por isso possuem as unidades mencionadas anteriormente.

As expressões analíticas aproximadas com molas rotacionais são apresentadas no capítulo seguinte. Como será visto no item 6.2.1, ao se multiplicar a curvatura ($1/m^2$) pela amplitude (metros) a unidade da curvatura será corrigida para $1/m$.

6.1.4 VELOCIDADE REDUZIDA: DEFINIÇÃO DA REGIÃO DE EXCITAÇÃO DO RISER (Região do “Power-in”)

Quando a frequência de vibração natural da estrutura é sincronizada com a frequência de excitação ("shedding"), o "riser" entra em um processo auto-excitável (ressonância) chamado de "lock-in". Para que ocorra esse fenômeno, é necessário que a velocidade reduzida esteja dentro de um determinado intervalo, isto é, existe uma velocidade reduzida ideal para que um determinado modo de vibração da estrutura entre em ressonância. De acordo com Vandiver [16], essa velocidade é dada pela fórmula abaixo, ainda de acordo com o autor, a velocidade reduzida varia entre mais ou menos 20% da velocidade ideal.

$$V_{R.ideal} = \frac{1}{S_t} \quad (6.21)$$

A velocidade reduzida é calculada para cada modo de vibração de acordo com a equação 5.3. Em outras palavras, para cada modo de vibração natural da estrutura excitado pela frequência de desprendimento de vórtices, há um trecho ao longo do riser denominado de região de “Power-in”, onde atua a força de sustentação (Força de “lift”). A Figura 6.2 ilustra um exemplo de velocidade reduzida para os 10 primeiros modos de vibração de um riser rígido de 600 metros submetido a uma corrente variável com a profundidade. Neste caso, a velocidade reduzida ideal varia em torno de 4 e 6, pois a análise adotada foi para resposta uni modal (“single-mode”).

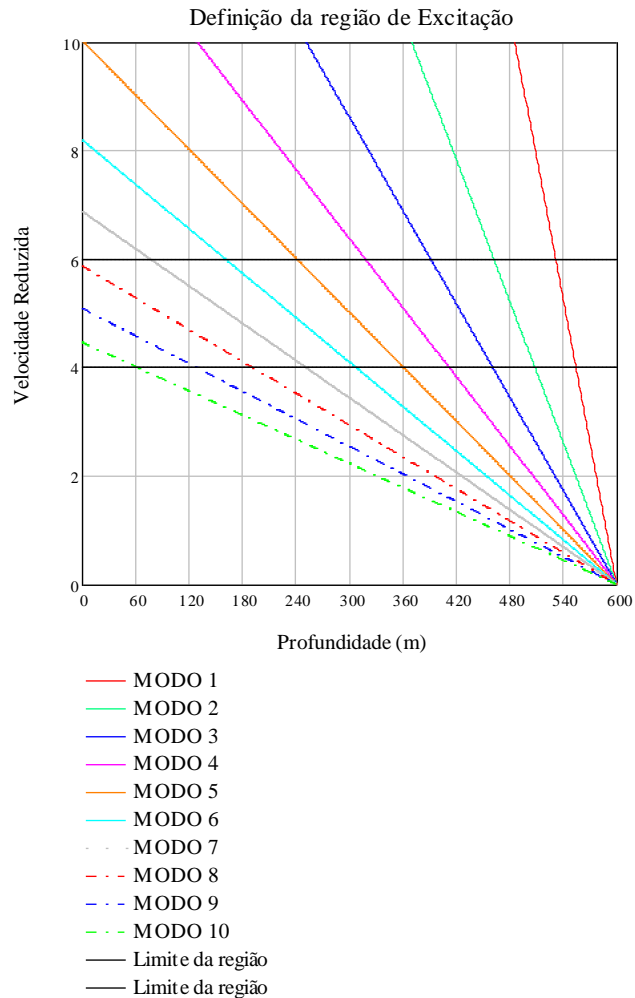


Figura 6.2- Definição de região de “Power-in”

Com o valor da frequência do VIV e das frequências naturais de estrutura, bem como com os trechos de “Power-in” da mesma, é possível determinar qual ou quais os modos naturais de vibração potencialmente excitáveis.

6.1.5 ANÁLISE DINÂMICA DA ESTRUTURA: DETERMINAÇÃO DA FORÇA DE SUSTENTAÇÃO (“POWER IN”) E AMORTECIMENTO (“POWER-OUT”)

A etapa seguinte de análise consiste em calcular a força de sustentação ou “lift” (“Power-in”) e as perdas do sistema dinâmico (“Power-out”), que se traduzem pelo amortecimento. Quando a resposta do sistema (estrutura-fluido) atinge um estado estacionário de vibração, o enésimo modo do “input-power” (devido à força de sustentação na região de excitação) é balanceado com o enésimo modo do “output-power” (através do amortecimento hidrodinâmico na região do “output-power” e do amortecimento estrutural), de acordo com a Figura 6.3.

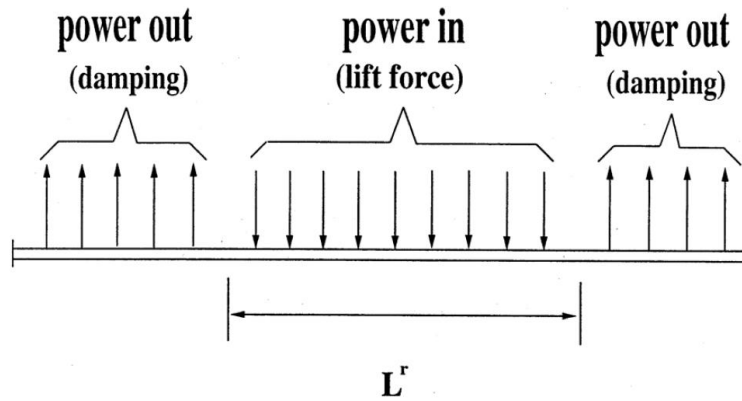


Figura 6.3- Balanço de energia modal [16]

O problema a ser analisado recai em uma solução para a equação diferencial do movimento de vibrações forçadas

$$M.\ddot{y}(t) + C.\dot{y}(t) + K.y(t) = F(t) \quad (6.22)$$

onde:

- M : matriz de massa estrutural;
- C: matriz de amortecimento;
- K: matriz de rigidez;
- F: vetor de cargas;
- y(t): vetor de deslocamentos nodais em função do tempo

A diferença básica é que o amortecimento C e o a força excitadora F, são dependentes da resposta do VIV, o qual é um fenômeno auto-contido, tornando assim o problema iterativo.

Tomando a equação clássica na forma contínua para um cabo tracionado, tem-se a seguinte expressão.

$$m_z\ddot{y}(z, t) + c_z.\dot{y}(z, t) - Ty''(z, t) = P(z, t) \quad (6.23)$$

onde:

- m_z : massa total por unidade de comprimento (incluindo a massa adicionada)
- c_z : é o amortecimento por unidade de comprimento (amortecimento estrutural e hidrodinâmico)
- T: tração ao longo da estrutura
- P (z,t): é a força excitadora por unidade de comprimento (força de sustentação)

Pelo método da superposição modal, a resposta da estrutura em termos de deslocamentos é dada por:

$$y(z, t) = \sum_n Y_n(z).q_n(t) \quad (6.24)$$

Onde Y_n é o n -ésimo modo de vibração do sistema. Substituindo a equação 6.24 na equação 6.23 (equação do movimento do cabo tracionado) e utilizando o método da superposição modal, obtém-se:

$$M_n \cdot \ddot{q}_n(t) + C_n \cdot \dot{q}_n(t) + K_n \cdot q_n(t) = P_n(t) \quad (6.25)$$

Onde:

- M_n : massa modal dada pela expressão $M_n = \int_0^L Y_n^2(z) \cdot m_z dz$
- C_n : amortecimento modal dado pela expressão $C_n = \int_0^L Y_n^2(z) \cdot c_z dz$
- K_n : rigidez modal dada pela expressão $K_n = - \int_0^L T(z) \cdot Y_n(z) \cdot Y_n''(z) \cdot m_z dz$
- P_n : força modal dada pela expressão $P_n(t) = \int_0^L Y_n(z) \cdot P(z, t) dz$

O amortecimento do sistema é dado pela contribuição do amortecimento estrutural (i) e do amortecimento hidrodinâmico (ii), sendo este último obtido a partir da contribuição das duas regiões de “Power-out”.

(i) Amortecimento estrutural

$$C_s = \int_0^L 2 \cdot m_z \cdot \xi_s \cdot Y_n^2(z) \cdot \omega_{shed} dz \quad (6.26)$$

ξ_s é a taxa de amortecimento estrutural.

(ii) Amortecimento hidrodinâmico

Na parcela da região abaixo da área de “lock-in”, o amortecimento é dado pelas expressões:

$$r'_h(z) = r_{sw} + C_{rl} \cdot \rho \cdot D \cdot U(z) \quad (6.27)$$

Onde,

$$r_{sw} = \frac{\omega_{shed} \cdot \pi \cdot \rho \cdot D^2}{2} \left[\frac{2 \cdot \sqrt{2}}{\sqrt{Re_{\omega_{shed}}}} + 0.25 \cdot \left(\frac{A}{D} \right)^2 \right]$$

Então

$$C'_h = \int_{Li}^{Lf} r_h(z) \cdot Y_n^2(z) \cdot \omega_{shed} dz \quad (6.28)$$

Onde C_{rl} é um coeficiente empírico adotado como 0.18 [16], ρ é massa específica do fluido externo, D é o diâmetro externo do riser, $U(z)$ é a velocidade de escoamento do fluido e ω_{shed} é o modo natural da estrutura potencialmente excitável.

Na parcela da região acima da área de “lock-in”, o amortecimento é dado pelas expressões:

$$r''_h = \frac{C_{rh} \cdot \rho \cdot U(z)^2}{\omega_{shed}} \quad (6.29)$$

$$C''_h = \int_{Li}^{Lf} r_h(z) \cdot Y_n^2(z) \cdot \omega_{shed} dz \quad (6.30)$$

Onde C_{rh} é um coeficiente empírico adotado como 0.2 [16], ρ é massa específica do fluido externo, D é o diâmetro externo do riser, $U(z)$ é a velocidade de escoamento do fluido e ω_{shed} é o modo natural da estrutura potencialmente excitável.

A força de sustentação apresentada no capítulo anterior pode ser escrita a partir da expressão:

$$F_{lift} = \int_{Li}^{Lf} \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot D \cdot U(z)^2 \cdot C_l \cdot A \cdot |Y_n(z)| dz \quad (6.31)$$

Onde A é a amplitude de vibração.

6.1.6 RELAÇÃO A/D

A relação A/D necessária para o cálculo da dupla amplitude de tensão e determinação da vida útil em fadiga da estrutura é calculada através do equilíbrio de energia entre as parcelas de “input” e “output” quando o sistema entra em estado estacionário de vibração ocorrendo o fenômeno de “Lock-in”:

$$\frac{A}{D} = \frac{\int_{Li.in}^{Lf.in} \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot U(z)^2 \cdot C_l \cdot |Y_n(z)| dz}{\int_{Li.out}^{Lf.out} C_h(z) \cdot Y_n^2(z) \cdot \omega_{shed} dz + \int_0^L C_s \cdot Y_n^2(z) \cdot \omega_{shed} dz} \quad (6.32)$$

É importante observar que A aparece nas expressões 6.27 e 6.31 e; que o coeficiente C_l da expressão 6.31 é função de A/D, o que torna o processo de obtenção de A/D iterativo.

6.2 VERIFICAÇÃO DA VIDA ÚTIL EM FADIGA

6.2.1 CÁLCULO DA DUPLA AMPLITUDE TENSÃO

Pela Resistência dos Materiais a tensão de flexão é calculada através da seguinte expressão:

$$\sigma(x) = \frac{M(x).r}{I} \quad (6.33)$$

Onde:

- $M(x)$ é o momento fletor
- r é o raio médio da seção transversal
- I é o momento de inércia da seção

A expressão exata da curvatura é dada por [17]:

$$\kappa = \ddot{v}(x) \cdot \frac{1}{[1 + \dot{v}(x)^2]^{\frac{3}{2}}} \quad (6.34)$$

Onde:

- v'' é a segunda derivada do deslocamento;
- v' é a inclinação;

Como se considera o problema com pequenas deformações, o denominador $[1 + \dot{v}(x)^2]^{\frac{3}{2}}$ se aproxima de 1.

Sendo, portanto, a curvatura como a segunda derivada do deslocamento

$$\kappa = \ddot{v}(x) \quad (6.35)$$

Pela equação da linha elástica, a curvatura é dada por:

$$c(x) = \frac{M(x)}{EI} \quad (6.36)$$

A dupla amplitude de tensão é dada por:

$$\Delta S = 2 \cdot \sigma(x) = 2 \cdot \frac{M(x).r}{I} \quad (6.37)$$

como

$$M(x) = c(x) \cdot E \cdot I \quad (6.38)$$

então

$$\Delta S = 2 \cdot \sigma(x) = 2 \cdot \frac{M(x) \cdot r}{I} = 2 \cdot c(x) \cdot E \cdot r \quad (6.39)$$

Para o cálculo da dupla amplitude, considera-se a curvatura máxima obtida ao longo do riser, de maneira conservativa. Como a curvatura máxima é obtida através do modo de vibração normalizado, a mesma precisa ser multiplicada por A (amplitude de vibração), que por sua vez é obtida pela relação A/D obtida anteriormente.

Portanto, a expressão da dupla amplitude de tensão fica da seguinte forma:

$$\Delta S = 2 \cdot c_{max} \cdot A \cdot E \cdot r \quad (6.40)$$

É importante ressaltar ainda que ΔS precisa ser multiplicado pelo respectivo fator de concentração de tensões (SCF).

6.2.2 DETERMINAÇÃO DOS DANOS ACUMULADOS E VIDA ÚTIL

Uma vez obtidas às variações de tensão, neste caso, a pior variação de tensão correspondente à posição de maior curvatura, deve-se entrar na Curva S-N adequada para encontrar o número de ciclos que a estrutura resiste (N), uma vez que é conhecido o número de ciclos que a estrutura está sendo solicitada (n).

O dano é calculado pela Lei dos Danos acumulados de Miner apresentada no capítulo 4 através da equação 4.10. E a vida, então pode ser determinada através da equação 4.11.

7. METODOLOGIAS PARA DETERMINAÇÃO DE FREQUÊNCIAS NATURAIS DOS MODOS DE VIBRAÇÃO E CURVATURA

O método de determinação das frequências naturais, modos de vibração e curvaturas de um modelo de viga bi-rotulado ilustrado no capítulo anterior é baseado em formulações analíticas aproximadas. O modelo bi-rotulado ainda não descreve o problema real, uma vez que a conexão do riser nos equipamentos submarinos não permite a livre rotação do fundo do riser. O modelo se aproxima ainda mais do problema real quando é inserida uma mola rotacional com uma rigidez k (Figura 7.1).

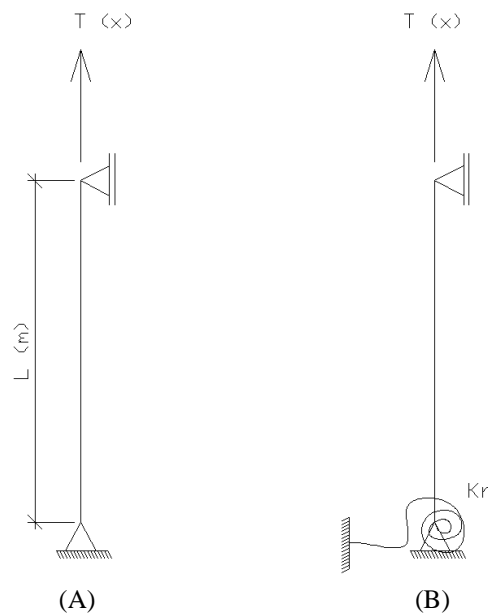


Figura 7.1- a) Modelo de Viga Bi-Rotulada Sujeita à Tração Variável b) Modelo de Viga Bi-Rotulada com mola rotacional $x = L$ e tração variável

Foram modelados dois exemplos de riser rígido vertical, um com 600 metros e outro com 1900 metros de comprimento. As principais propriedades dos “risers” estão resumidas na tabela abaixo:

	Exemplo 1	Exemplo 2
Lâmina d'água (m)	600	1900
Diâmetro externo (mm)	457,2	533,4
Espessura de parede (mm)	12,7	15,857
Densidade do fluido externo (kg/m)	1025	1025
Densidade do fluido interno (kg/m)	800	800
Módulo de Elasticidade (N/m ²)	2,07E+11	2,07E+11
Densidade do Aço (kg/m ³)	7800	17743
Tração no Fundo (kN)	443	222,4

Tabela 7-1 Principais propriedades para modelagem

Essa análise foi feita por dois métodos: Analítico e Método Numérico baseado em Análise Matricial. Para validar os resultados estes foram confrontados com os obtidos a partir de um programa comercial utilizado em Análises Dinâmicas de “Risers” Deeplines®.

7.1 MODELO ANALÍTICO

As frequências naturais (rad/s) são dadas pela raiz da expressão abaixo:

$$I_1 + I_2 + I_3 + I_4 = 0 \quad (7.1)$$

Onde,

$$I_1 = T_1^2(L) \cdot h_1(L) \cdot \left[\frac{-K_r}{E.I} \cdot b_4 - h_1(L) \cdot b_3 + \frac{K_r}{E.I} b_3 \cdot b_5 + h_1(L) \cdot b_4 \cdot b_5 \right] \quad (7.2)$$

$$I_2 = T_1(L) \cdot h_1(L) \cdot \left[\frac{-K_r}{E.I} \cdot v_4 - h_1(L) \cdot b_5 \cdot v_4 + \frac{K_r}{E.I} v_3 \cdot b_5 + h_1(L) \cdot v_3 \right] \quad (7.3)$$

$$I_3 = T_1(L) [e_1 \cdot v_1 - e_2 \cdot v_2 \cdot b_5] \quad (7.4)$$

$$I_4 = \frac{[v_1 \cdot v_4 \cdot e_1 - e_2 \cdot v_3 \cdot e_2]}{b_4} \quad (7.5)$$

Os termos $T_1(L)$ e $T_2(L)$ podem ser encontrados respectivamente pelas expressões abaixo:

$$T_1(x) = \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{T(x)^3}{E.I} \right) + \frac{2.T(x)}{E.I} \cdot \frac{m_t \cdot \omega^2}{E.I} + \frac{1}{2} \left[\left(\frac{T(x)}{E.I} \right)^2 + \frac{4.m_t \cdot \omega^2}{E.I} \right]^{\frac{1}{2}} \right\}^{-\frac{1}{4}} \quad (7.6)$$

$$T_2(x) = \left\{ -\frac{1}{2} \left(\frac{T(x)^3}{E.I} \right) + \frac{2.T(x)}{E.I} \cdot \frac{m_t \cdot \omega^2}{E.I} + \frac{1}{2} \left[\left(\frac{T(x)}{E.I} \right)^2 + \frac{4.m_t \cdot \omega^2}{E.I} \right]^{\frac{1}{2}} \right\}^{-\frac{1}{4}} \quad (7.7)$$

$$e_1 = T_2(0) \cdot h_2(L) \left[-\frac{K_r}{E.I} \cdot b_2 + h_2(L) \cdot b_1 \right] \quad (7.8)$$

$$e_2 = T_2(0) \cdot h_2(L) \left[\frac{K_r}{E.I} \cdot b_1 + h_2(L) \cdot b_2 \right] \quad (7.9)$$

$$v_1 = \frac{T_1(0) \cdot h_1^3(0)}{T_2(0) \cdot h_2^3(0)} \quad (7.10)$$

$$v_2 = \frac{T_1(0) \cdot h_1^2(0)}{T_2(0) \cdot h_2^2(0)} \quad (7.11)$$

$$v_3 = \frac{T_2(L).T_1(0).h_1^3(0).b_1}{T_2(0).h_2^3(0)} \quad (7.12)$$

$$v_4 = \frac{T_2(L).T_1(0).h_1^2(0).b_2}{T_2(0).h_2^2(0)} \quad (7.13)$$

$h_1(0)$, $h_1(L)$, $h_2(0)$ e $h_2(L)$ podem ser calculados a partir das seguintes expressões:

$$h_1(s) = \sqrt{\frac{T(s)}{2.E.I} + \frac{1}{2}\sqrt{\left(\frac{T(s)}{E.I}\right)^2 + \frac{4.m_t.\omega^2}{E.I}}} \quad (7.14)$$

$$h_2(s) = \sqrt{-\frac{T(s)}{2.E.I} + \frac{1}{2}\sqrt{\left(\frac{T(s)}{E.I}\right)^2 + \frac{4.m_t.\omega^2}{E.I}}} \quad (7.15)$$

$$b_1 = \sin \left[\int_0^L h_2(s) ds \right] \quad (7.16)$$

$$b_2 = \cos \left[\int_0^L h_2(s) ds \right] \quad (7.17)$$

$$b_3 = \sinh \left[\int_0^L h_1(s) ds \right] \quad (7.18)$$

$$b_4 = \cosh \left[\int_0^L h_1(s) ds \right] \quad (7.19)$$

$$b_5 = \tanh \left[\int_0^L h_1(s) ds \right] \quad (7.20)$$

Sendo K_r a constante de mola.

Os modos de vibração são dados pelas expressões abaixo:

$$Y_n(x) = I_5 + I_6 \quad (7.21)$$

Onde,

$$I_5 = T_1(x) \{c_3 \cdot \sinh[\int_0^x h_1(s)ds] + c_4 \cdot \cosh[\int_0^x h_1(s)ds]\} \quad (7.22)$$

$$I_6 = T_2(x) \{c_1 \cdot \sin[\int_0^x h_2(s)ds] + c_2 \cdot \cos[\int_0^x h_2(s)ds]\} \quad (7.23)$$

Sendo x a posição ao longo do riser. As constantes c são dadas por:

$$c_4 = 1.0 \quad (7.24)$$

$$c_3 = \frac{T_2(0) \cdot h_2^3(0) \cdot T_1(L) \cdot h_1(L) \cdot \left[\frac{-K_r}{EI} \cdot b_5 - h_1(L) \right] + \frac{T_1(0) \cdot h_1^2(0) \cdot h_2(0) \cdot e_2}{b_4}}{T_2(0) \cdot h_2^3(0) \cdot T_1(L) \cdot h_1(L) \cdot \left[\frac{-K_r}{EI} - h_1(L) \cdot b_5 \right] + \frac{T_1(0) \cdot h_1^3(0) \cdot e_1}{b_4}} \quad (7.25)$$

$$c_2 = \frac{c_4 \cdot T_1(0) \cdot h_1^2(0)}{T_2(0) \cdot h_2^2(0)} \quad (7.26)$$

$$c_1 = \frac{c_3 \cdot T_1(0) \cdot h_1^3(0)}{T_2(0) \cdot h_2^3(0)} \quad (7.27)$$

As curvaturas são dadas pelas expressões abaixo:

$$Y''_n(x) = I_7 + I_8 \quad (7.28)$$

Onde,

$$I_7 = T_1(x) \cdot h_1^2(x) \{c_3 \cdot \sinh[\int_0^x h_1(s)ds] + c_4 \cdot \cosh[\int_0^x h_1(s)ds]\} \quad (7.29)$$

$$I_8 = -T_2(x) \cdot h_2^2(x) \{c_1 \cdot \sin[\int_0^x h_2(s)ds] + c_2 \cdot \cos[\int_0^x h_2(s)ds]\} \quad (7.30)$$

Uma observação sobre o Método Analítico para o modelo com mola rotacional na posição $x=L$ (base do riser) é que os cálculos convergiram apenas na obtenção das frequências naturais da estrutura. O software utilizado (Mathcad) entra em um processo iterativo para o cálculo da raiz da equação 7.1. O modelo analítico com mola rotacional não é a melhor metodologia para se obter o comportamento do riser em termos de curvatura, pois as equações são densas levando o software a falhar em um típico erro numérico chamado “*overflow*”. Os resultados ilustrados no item 7.4 mostram bem este problema, uma vez que para o “riser” de 1900 metros só foi possível calcular as

freqüências naturais pelo método analítico com constante de mola máxima de $10e+10^2$ e com certa instabilidade.

Portanto, para todos os efeitos, os modos de vibração e curvaturas obtidas para o modelo com mola rotacional, apresentados neste trabalho, foram os obtidos a partir da Metodologia Numérica e do software comercial Deeplines®.

Além disso, a partir de uma análise dimensional, verifica-se que as expressões dos modos (7.21) e curvaturas (7.28) obtidos a partir de [16] apresentam erros de dimensões, os quais merecem uma profunda investigação.

7.2 MODELO NUMÉRICO

Nesta Metodologia, foi utilizado o recurso de análise matricial de estruturas discretizando o modelo de viga bi-rotulada em elementos de barra de pórtico plano com 3 graus de liberdade em cada nó (translação em x e y e rotação em z), conforme ilustrado na Figura 7.2.

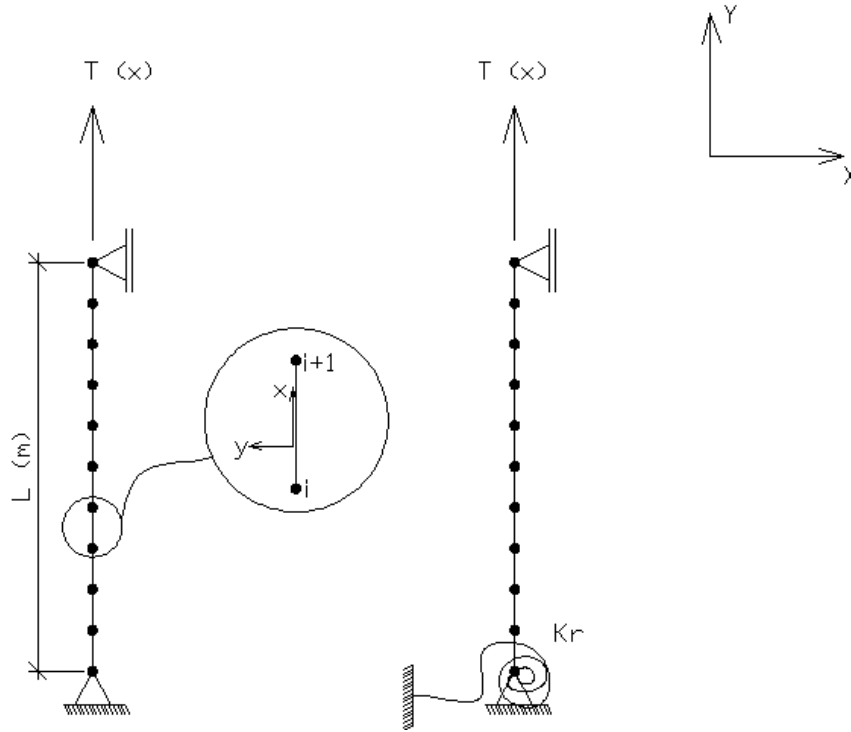


Figura 7.2- Modelo discretizado na metodologia numérica

A matriz de massa local de cada elemento no sistema de coordenadas locais é dada pela soma das parcelas de massa adicionada e matriz de massa diagonal:

(i) Matriz Local de Massa Adicionada (6x6)

$$M_{la}^e = \frac{m_a \cdot L e_i}{2} \cdot \begin{pmatrix} 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ \vdots & 0 & 0 & 0 & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \end{pmatrix} \quad (7.31)$$

Onde m_a é a massa adicionada em kg/m, L_{ei} é o comprimento do elemento em metros.

(ii) Matriz Local de Massa Diagonal (6x6)

$$M_{ld}^e = \frac{m_t \cdot L_{ei}}{2} \cdot \begin{pmatrix} 1 & \dots & 0 & 0 & 0 \\ & 1 & 0 & 0 & 0 \\ \vdots & 0 & 0.1 & 0 & \vdots \\ & 0 & & 1 & 0 \\ 0 & 0 & \dots & 0 & 0.1 \end{pmatrix} \quad (7.32)$$

Onde m_t é a massa do riser incluindo o fluido interno em kg/m, L_{ei} é o comprimento do elemento em metros.

A matriz local de rigidez de cada elemento é dada pela soma das componentes de matriz de rigidez do pórtico plano com a matriz de rigidez geométrica [18].

(i) Matriz Local de rigidez do pórtico plano (6x6)

$$Kl_{pi} = \begin{pmatrix} \frac{E.A}{L_{ei}} & 0 & 0 & -\frac{E.A}{L_{ei}} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{12.E.I}{(L_{ei})^3} & \frac{6.E.I}{(L_{ei})^2} & 0 & -\frac{12.E.I}{(L_{ei})^3} & \frac{6.E.I}{(L_{ei})^2} \\ 0 & \frac{6.E.I}{(L_{ei})^2} & \frac{4.E.I}{L_{ei}} & 0 & -\frac{6.E.I}{(L_{ei})^2} & \frac{2.E.I}{L_{ei}} \\ -\frac{E.A}{L_{ei}} & 0 & 0 & \frac{E.A}{L_{ei}} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{12.E.I}{(L_{ei})^3} & -\frac{6.E.I}{(L_{ei})^2} & 0 & \frac{12.E.I}{(L_{ei})^3} & 0 \\ 0 & \frac{6.E.I}{(L_{ei})^2} & \frac{2.E.I}{L_{ei}} & 0 & 0 & \frac{4.E.I}{L_{ei}} \end{pmatrix} \quad (7.33)$$

(ii) O efeito da tração ao longo do riser é dado pela matriz geométrica abaixo [18].

$$Kl_{pi} = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{6}{5} & \frac{L_{ei}}{10} & 0 & -\frac{6}{5} & \frac{L_{ei}}{10} \\ 0 & \frac{L_{ei}}{10} & \frac{2.L_{ei}^2}{15} & 0 & -\frac{L_{ei}}{10} & -\frac{L_{ei}^2}{30} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{6}{5} & -\frac{L_{ei}}{10} & 0 & \frac{6}{5} & -\frac{L_{ei}}{10} \\ 0 & \frac{L_{ei}}{10} & -\frac{L_{ei}^2}{30} & 0 & -\frac{L_{ei}}{10} & \frac{2.L_{ei}^2}{15} \end{pmatrix} \quad (7.34)$$

As matrizes de massa e rigidez de cada elemento i , no eixo local de coordenadas, pode ser transformada para o eixo global a partir da seguinte expressão:

$$M_{global_i} = R_i^T \cdot M_{local_i} \cdot R_i \quad (7.35)$$

Onde R_i é a matriz de rotação (6x6) que transformará cada matriz no sistema local de coordenadas para os eixos globais:

$$R_i = \begin{bmatrix} \underbrace{T_{ri}} & \underbrace{0} \\ \underbrace{0} & \underbrace{T_{ri}} \end{bmatrix} \quad (7.36)$$

Sendo, $T_{ri} = \begin{bmatrix} \cos \theta_i & \sin \theta_i & 0 \\ -\sin \theta_i & \cos \theta_i & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$ é a matriz de transformação de cada elemento.

Com as matrizes globais de massa e rigidez de cada elemento e com o auxílio do software Mathcad, utiliza-se uma rotina para a montagem da matriz de rigidez global de massa e rigidez da estrutura. Este processo se resume em alocar os valores correspondentes aos graus de liberdade de cada elemento na posição correspondente na matriz de rigidez global de estrutura, tanto para a matriz de massa como para a matriz de rigidez.

As matrizes de rigidez e massa globais da estrutura terão dimensões de $[n_{gl} \times (n_{elem} + 1)]^2$, onde n_{gl} é o número de graus de liberdade de cada nó e n_{elem} é o número de elementos.

A mola rotacional neste caso é inserida na posição correspondente ao grau de liberdade do nó em questão, isto é, na posição $K_{3,3}$ da matriz de rigidez global da estrutura é acrescentada uma rigidez de mola.

Os valores das frequências naturais são obtidos através da solução:

$$\det[K - \omega_n^2 \cdot M] = 0 \quad (7.37)$$

onde K e M são respectivamente as matrizes de rigidez e massa desconsiderando os graus de liberdade restringidos. O caso, portanto, se torna um problema de autovalor, onde $\omega_n^2 \cdot I = M^{-1} \cdot K$.

Os modos de vibração são obtidos através dos autovetores associados aos autovalores calculados anteriormente.

Dados os modos de vibração, que é a representação da translação dos nós na direção X global, pode-se obter as curvaturas através da Derivação Numérica de Diferenças Finitas Central, dada pela expressão 7.38 [18]. Conforme discutido no item 6.2, conhecido o deslocamento $v(x)$, a curvatura de uma viga - no campo das pequenas deformações- é dada pela segunda derivada $v''(x)$ do deslocamento.

$$v'' = \frac{v_{i-1} + v_{i+1} - 2 \cdot v_i}{(2 \cdot \Delta)^2} \quad (7.38)$$

7.3 SOFTWARE DEEPLINES®

Para confrontar os valores de frequência natural, modo de vibração e curvatura obtida através das duas metodologias anteriores, foi utilizado o software comercial de Análise Dinâmica Deeplines®. Foram modelados os dois exemplos de “risers” rígidos verticais com tração variável (Figura 7.3) tanto bi-rotulado, como com mola rotacional no fundo.

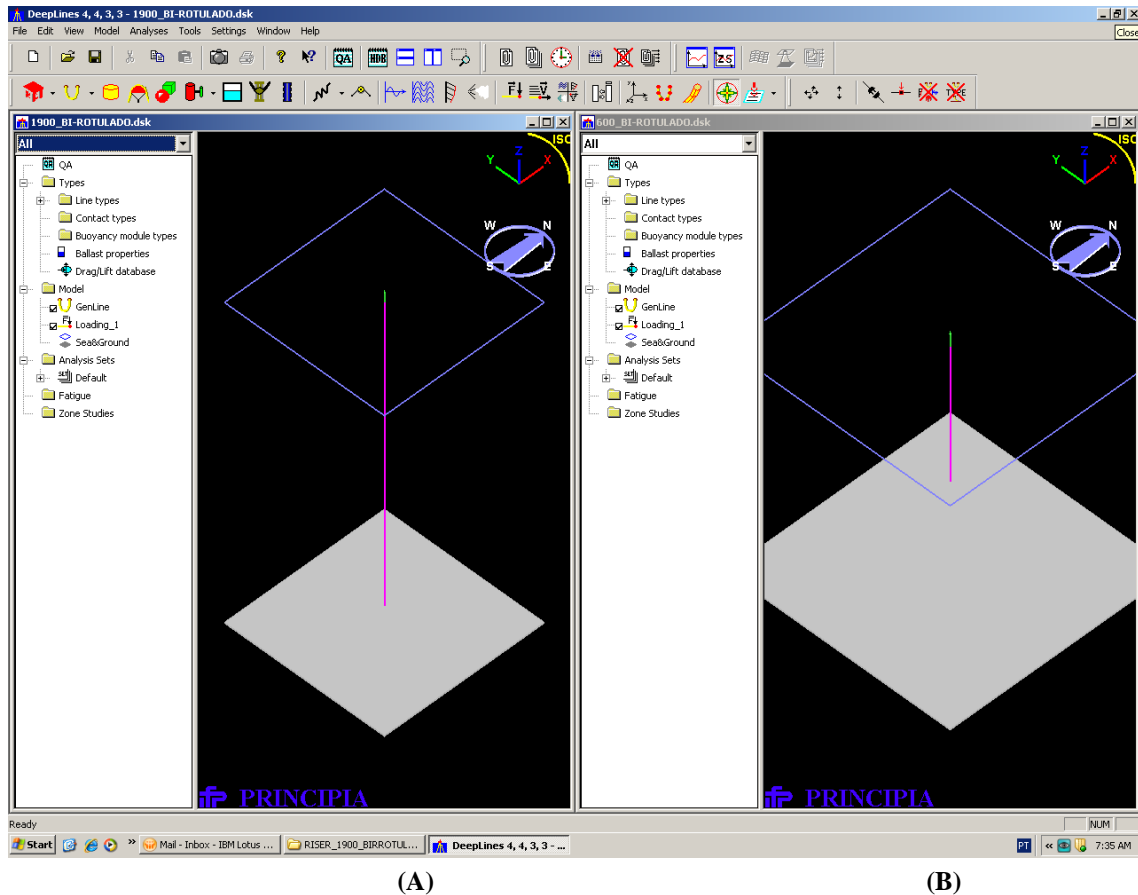


Figura 7.3- a)Riser 600m b)Riser 1900m

7.4 RESULTADOS

7.4.1 FREQUÊNCIAS NATURAIS

a) *Exemplo 1-600 metros*

-Viga Bi-rotulada com tração variável

Frequências Naturais (rad/sec)			
Modo	Modelo Bi-rotulado (Analítico)	Modelo Bi-rotulado (Numérico)	Modelo Bi-rotulado (DEEPLINES)
1	0,209	0,209	0,201
2	0,421	0,421	0,406
3	0,638	0,638	0,617
4	0,863	0,863	0,836
5	1,097	1,097	1,068
6	1,341	1,341	1,313
7	1,599	1,599	1,575
8	1,871	1,871	1,857
9	2,159	2,159	2,160
10	2,464	2,463	2,487
11	2,786	2,785	2,841
12	3,128	3,126	3,225
13	3,489	3,486	3,643
14	3,87	3,866	4,096
15	4,272	4,267	4,589

Tabela 7-2- Comparação das Frequências Naturais para viga Bi-rotulada

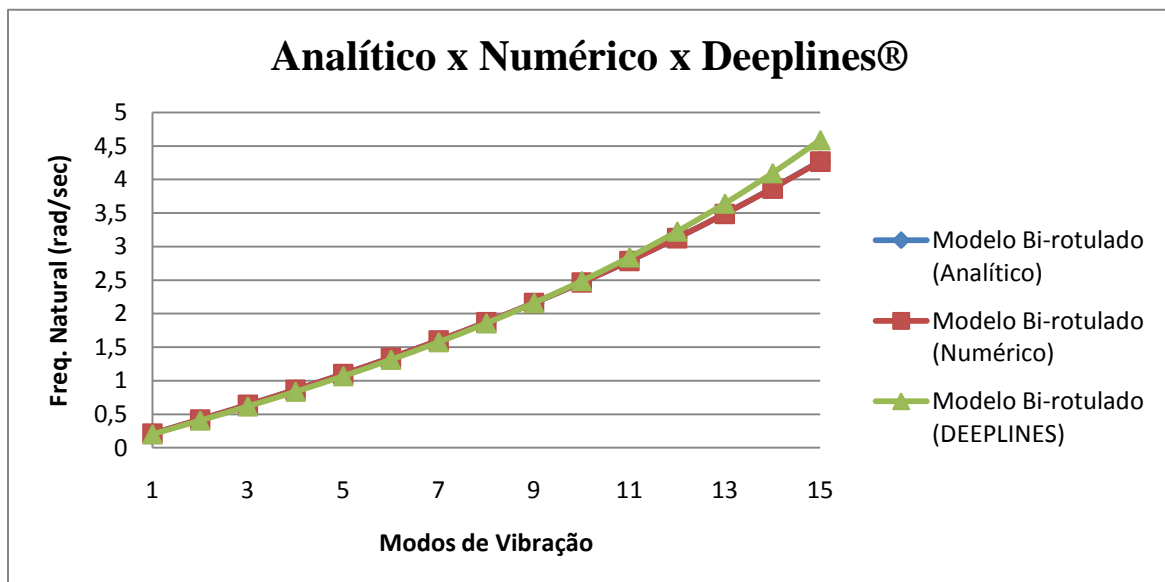


Gráfico 7-1- Comparação das Frequências Naturais para viga Bi-rotulada

-Viga Bi-rotulada com mola rotacional em $x=L$ (base do riser) com tração variável

Frequências Naturais (rad/sec)									
Modo	Mola em $x=L$ Analítico			Mola em $x=L$ Numérico			Mola em $x=L$ DEEPLINES		
	$k=10e+1$	$k=10e+2$	$k=10e+3$	$kn=10e+10$	$kn=10e+20$	$kn=10e+30$	$kd=10e+10$	$kd=10e+20$	$kd=10e+30$
1	0,212	0,212	0,212	0,215	0,215	0,215	0,208	0,208	0,208
2	0,427	0,427	0,427	0,433	0,433	0,433	0,419	0,419	0,419
3	0,648	0,648	0,648	0,656	0,656	0,656	0,635	0,635	0,635
4	0,875	0,875	0,876	0,886	0,886	0,886	0,861	0,861	0,861
5	1,113	1,113	1,113	1,126	1,126	1,126	1,097	1,097	1,097
6	1,362	1,362	1,362	1,376	1,376	1,376	1,347	1,347	1,347
7	1,624	1,624	1,624	1,64	1,64	1,64	1,614	1,614	1,614
8	1,901	1,901	1,901	1,917	1,917	1,917	1,898	1,898	1,898
9	2,194	2,194	2,194	2,21	2,21	2,21	2,203	2,203	2,203
10	2,504	2,504	2,504	2,52	2,52	2,52	2,530	2,530	2,530
11	2,832	2,832	2,832	2,848	2,848	2,848	2,883	2,883	2,883
12	3,179	3,179	3,179	3,194	3,194	3,194	3,263	3,263	3,263
13	3,546	3,546	3,546	3,56	3,56	3,56	3,672	3,672	3,672
14	3,933	3,933	3,934	3,946	3,946	3,946	4,113	4,113	4,113
15	4,342	4,342	4,342	4,353	4,353	4,353	4,588	4,588	4,588

Tabela 7-3- Comparação das Frequências Naturais para viga com mola rotacional em $x = L$

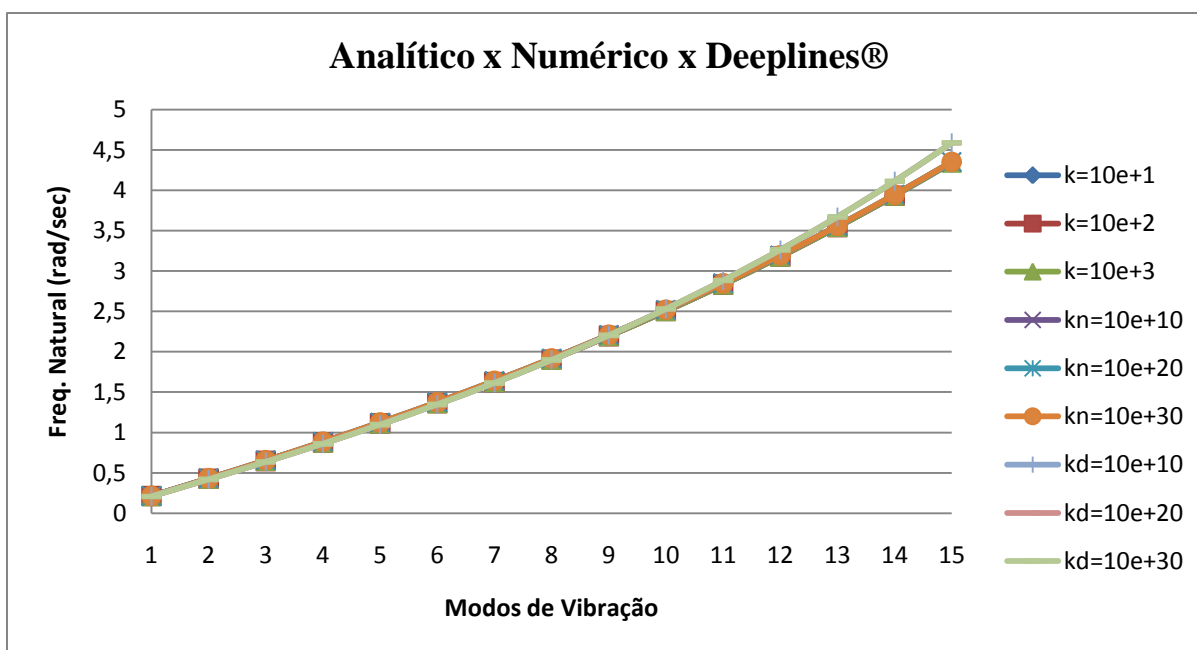


Gráfico 7-2- Comparação das Frequências Naturais para viga com mola rotacional $x=L$

b) Exemplo 2-1900metros

-Viga Bi-rotulada com tração variável

Frequências Naturais (rad/sec)			
Modo	Modelo Bi-rotulado (Analítico)	Modelo Bi-rotulado (Numérico)	Modelo Bi-rotulado (DEEPLINES)
1	0,091	0,088	0,088
2	0,183	0,181	0,181
3	0,275	0,274	0,274
4	0,368	0,368	0,367
5	0,462	0,462	0,462
6	0,558	0,558	0,558
7	0,655	0,655	0,655
8	0,753	0,753	0,753
9	0,852	0,852	0,853
10	0,953	0,953	0,954
11	1,055	1,055	1,057
12	1,158	1,158	1,161
13	1,263	1,263	1,267
14	1,369	1,369	1,374
15	1,476	1,476	1,483
16	1,585	1,585	1,593
17	1,695	1,695	1,704
18	1,806	1,806	1,818
19	1,918	1,918	1,933
20	2,032	2,032	2,049

Tabela 7-4- Comparação das Frequências Naturais para viga Bi-rotulada

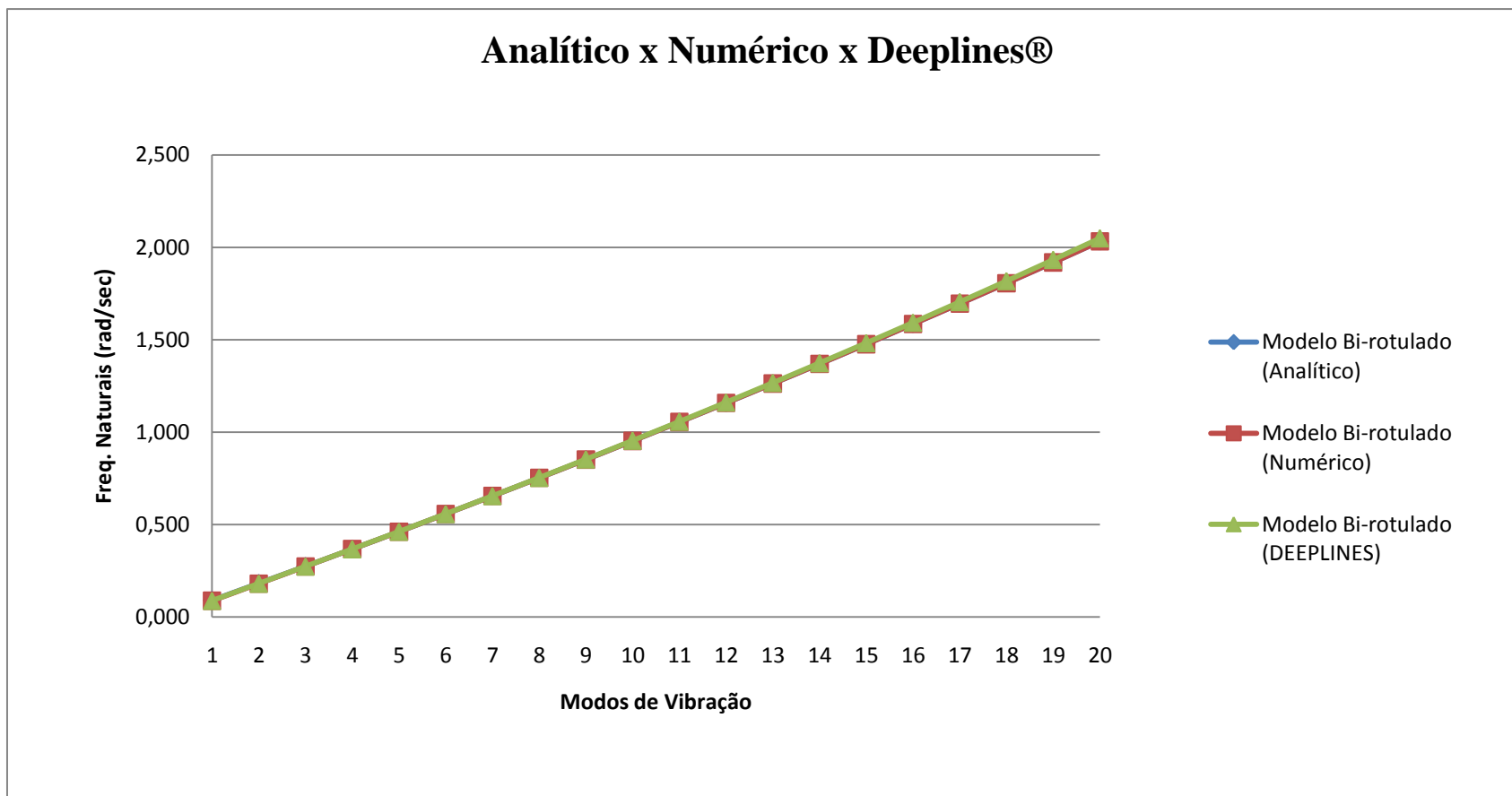


Gráfico 7-3– Comparação das Frequências Naturais para viga Bi-rotulada

-Viga Bi-rotulada com mola rotacional em $x=L$ (base do riser) com tração variável

Modo	Mola em $x=L$ Analítico		Mola em $x=L$ Numérico			Mola em $x=L$ DEEPLINES		
	$k=10e+1$	$k=10e+2$	$kn=10e+10$	$kn=10e+20$	$kn=10e+30$	$kd=10e+10$	$kd=10e+20$	$kd=10e+28$
1	0,091	0,091	0,092	0,092	0,092	0,092	0,091697	0,092
2	0,215	0,215	0,187	0,187	0,187	0,187	0,18728	0,187
3	0,369	0,369	0,283	0,283	0,283	0,283	0,28277	0,283
4	0,463	0,463	0,379	0,379	0,379	0,379	0,37869	0,379
5	0,559	0,559	0,475	0,475	0,475	0,475	0,47533	0,475
6	0,656	0,656	0,573	0,573	0,573	0,573	0,57287	0,573
7	0,760	0,760	0,671	0,671	0,671	0,671	0,67144	0,671
8	0,854	0,854	0,77	0,770	0,770	0,771	0,77116	0,771
9	1,007	1,007	0,871	0,871	0,871	0,872	0,8721	0,872
10	1,160	1,160	0,973	0,973	0,973	0,974	0,97432	0,974
11	1,265	1,265	1,075	1,075	1,075	1,078	1,0779	1,078
12	1,371	1,371	1,179	1,179	1,179	1,183	1,1828	1,183
13	1,479	1,479	1,285	1,285	1,285	1,289	1,2891	1,289
14	1,587	1,587	1,391	1,391	1,391	1,397	1,3969	1,397
15	1,698	1,698	1,499	1,499	1,499	1,506	1,5062	1,506
16	1,809	1,809	1,608	1,608	1,608	1,617	1,617	1,617
17	1,922	1,922	1,719	1,719	1,719	1,729	1,7293	1,729
18	2,036	2,036	1,831	1,831	1,831	1,843	1,8432	1,843
19	2,152	2,152	1,944	1,944	1,944	1,959	1,9586	1,959
20	2,269	2,269	2,058	2,058	2,058	2,076	2,0757	2,076

Tabela 7-5- Comparação das Frequências Naturais para viga com mola rotacional em $x = L$

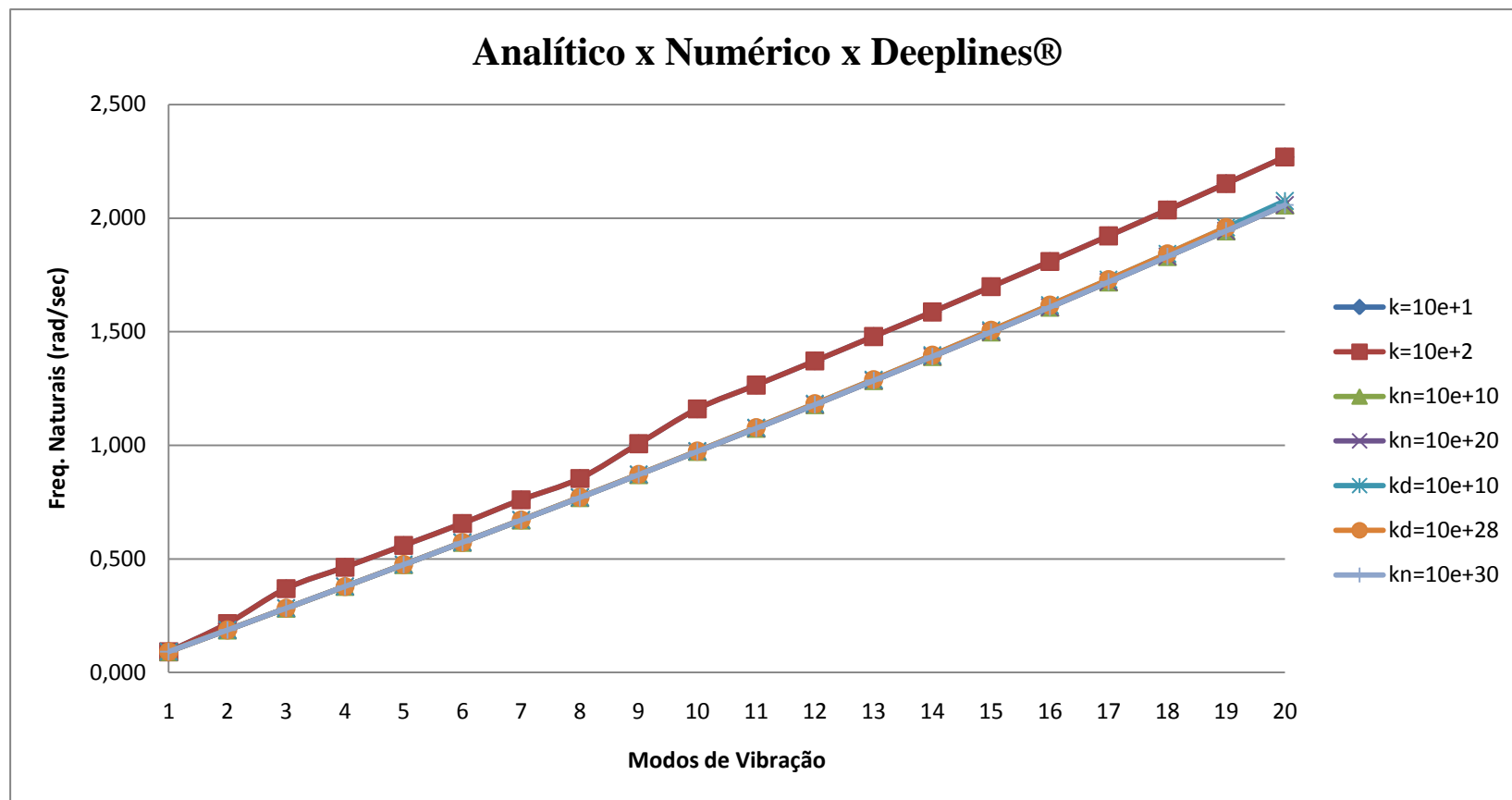


Gráfico 7-4- Comparação das Frequências Naturais para viga com mola rotacional $x=L$

7.4.2 MODOS DE VIBRAÇÃO

a) *Exemplo 1-600 metros*

-Viga Bi-rotulada com tração variável

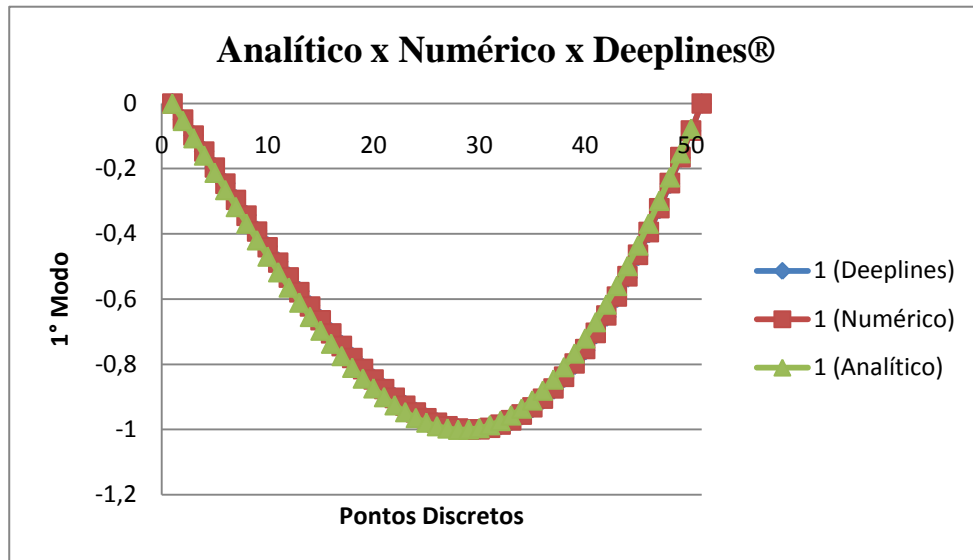


Gráfico 7-5-1º Modo de Vibração Natural –Viga Bi-rotulada

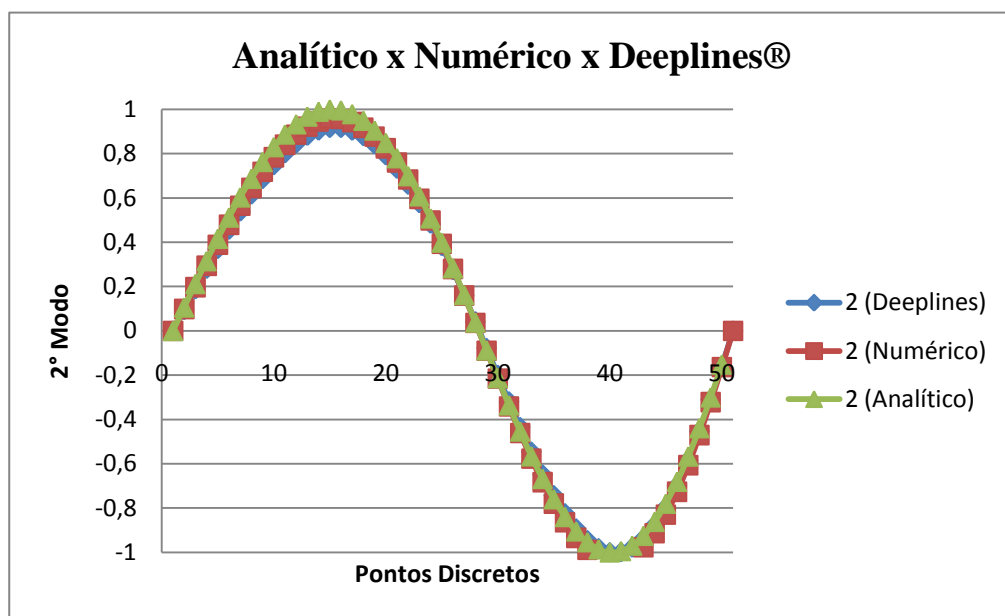


Gráfico 7-6-2º Modo de Vibração Natural –Viga Bi-rotulada

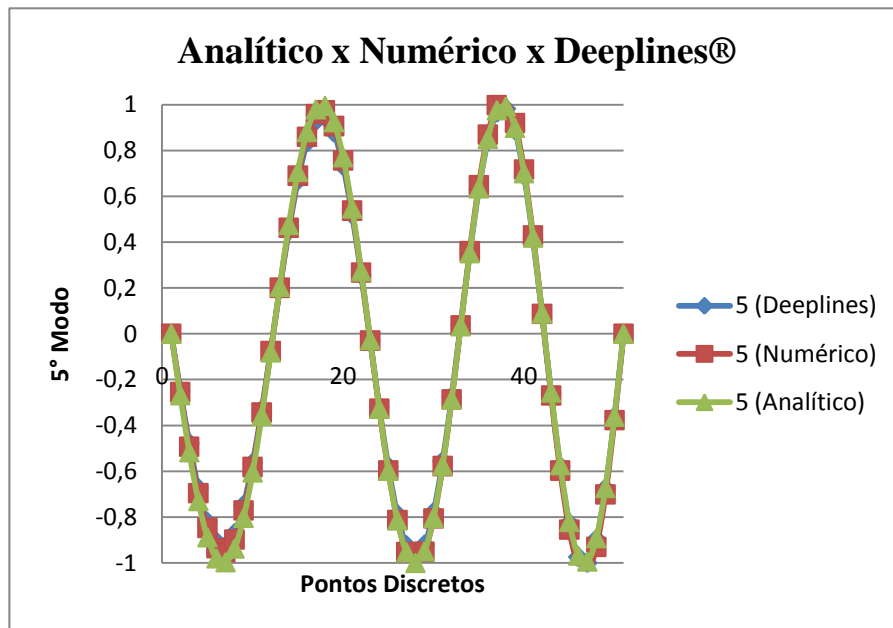


Gráfico 7-7-5º Modo de Vibração Natural –Viga Bi-rotulada

-Viga Bi-rotulada com mola rotacional em $x=L$ (base do riser) com tração variável

- $K = 10e+10 \text{ N.m/deg}$

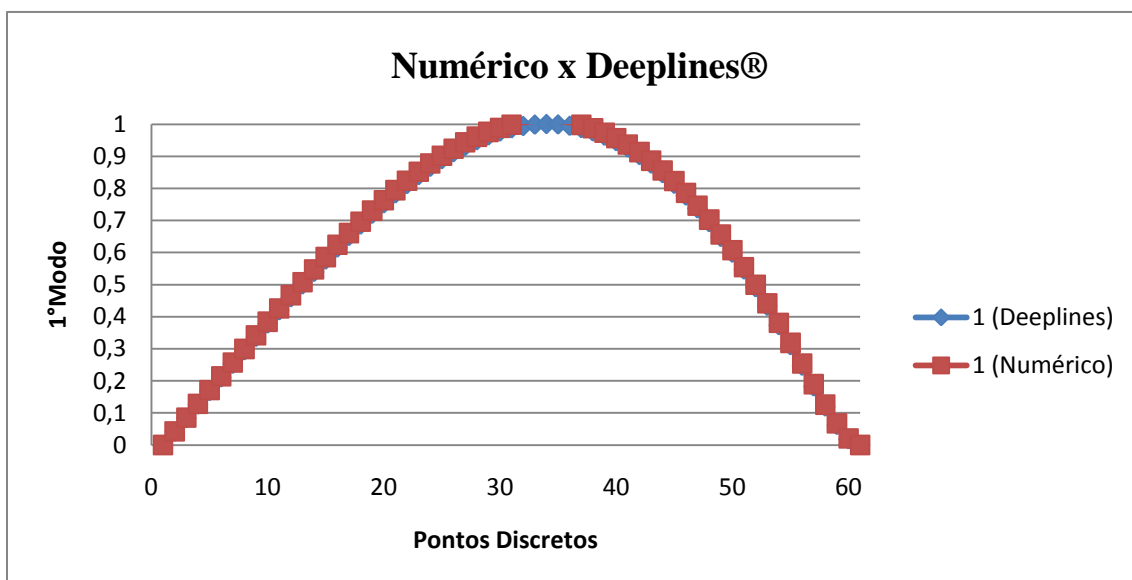


Gráfico 7-8-1º Modo de Vibração Natural – mola $x = L$

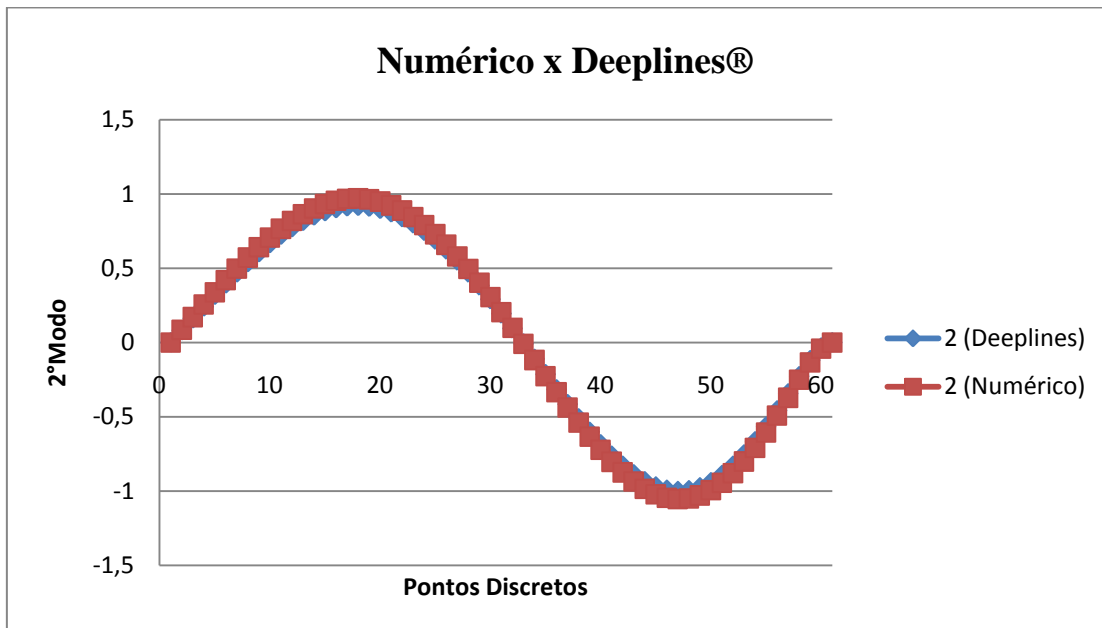


Gráfico 7-9-2º Modo de Vibração Natural - mola x = L

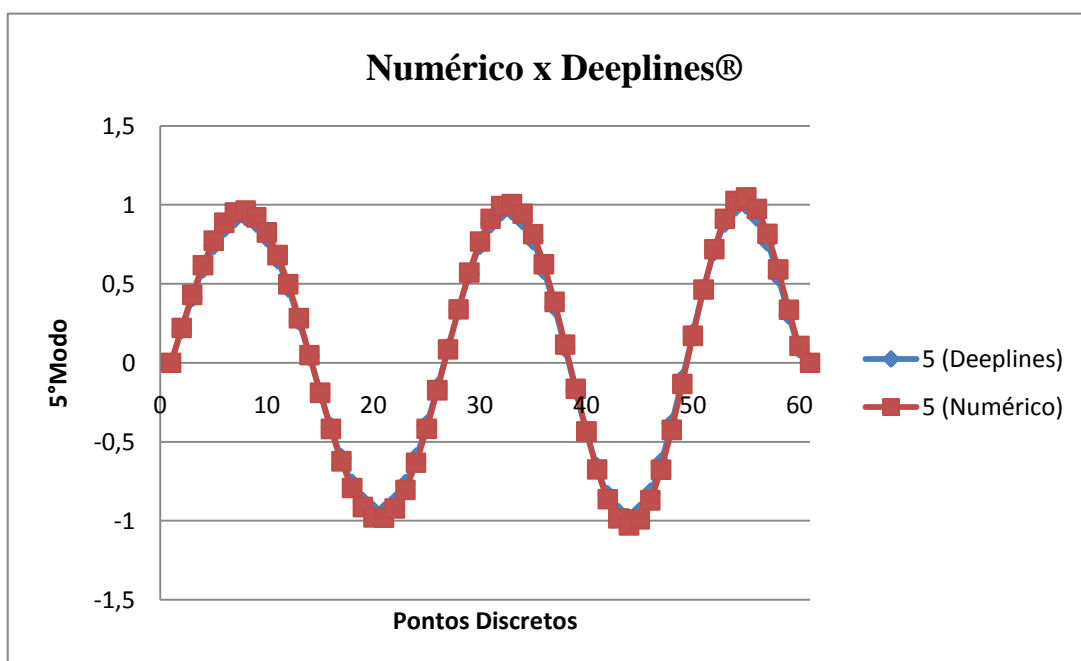


Gráfico 7-10- 5º Modo de Vibração Natural - mola x = L

- $K = 10e+20 \text{ N.m/deg}$

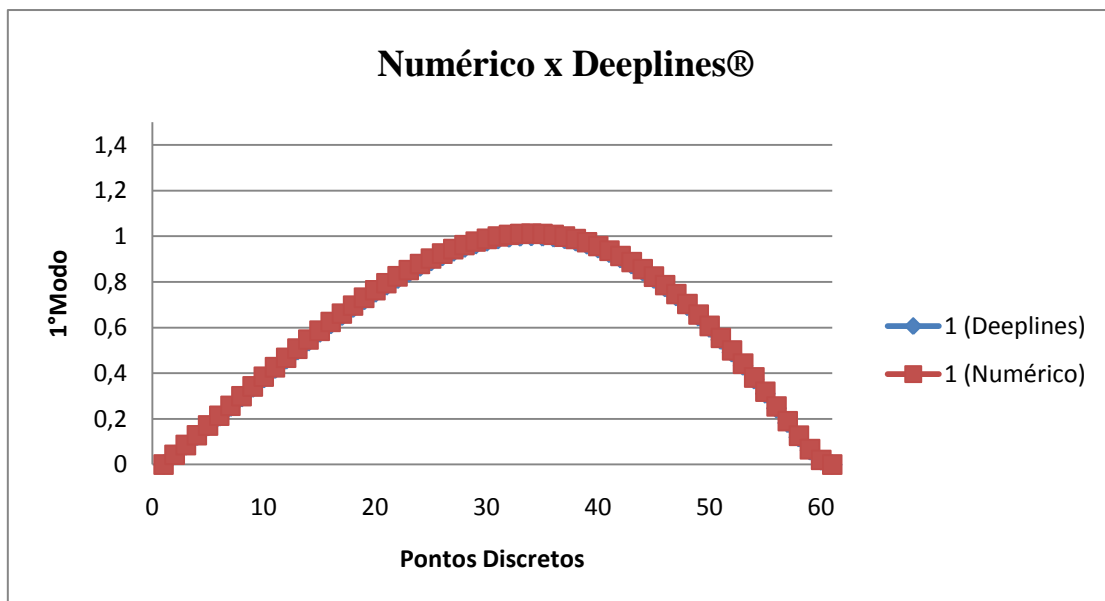


Gráfico 7-11-1º Modo de Vibração Natural – mola x = L

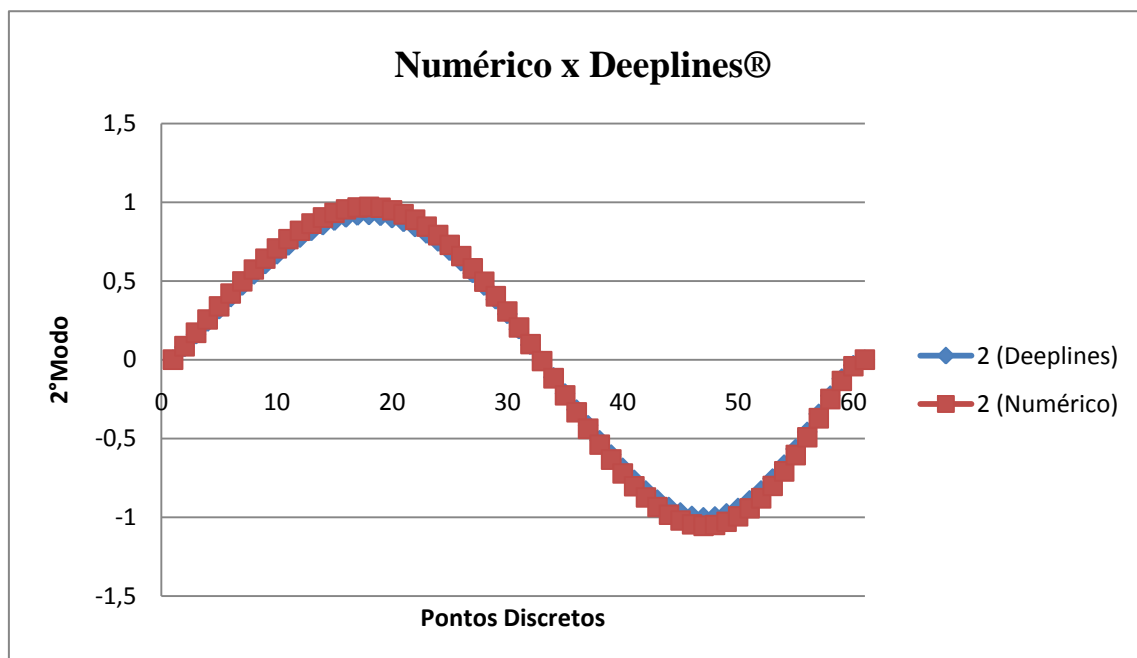


Gráfico 7-12-2º Modo de Vibração Natural - mola x = L

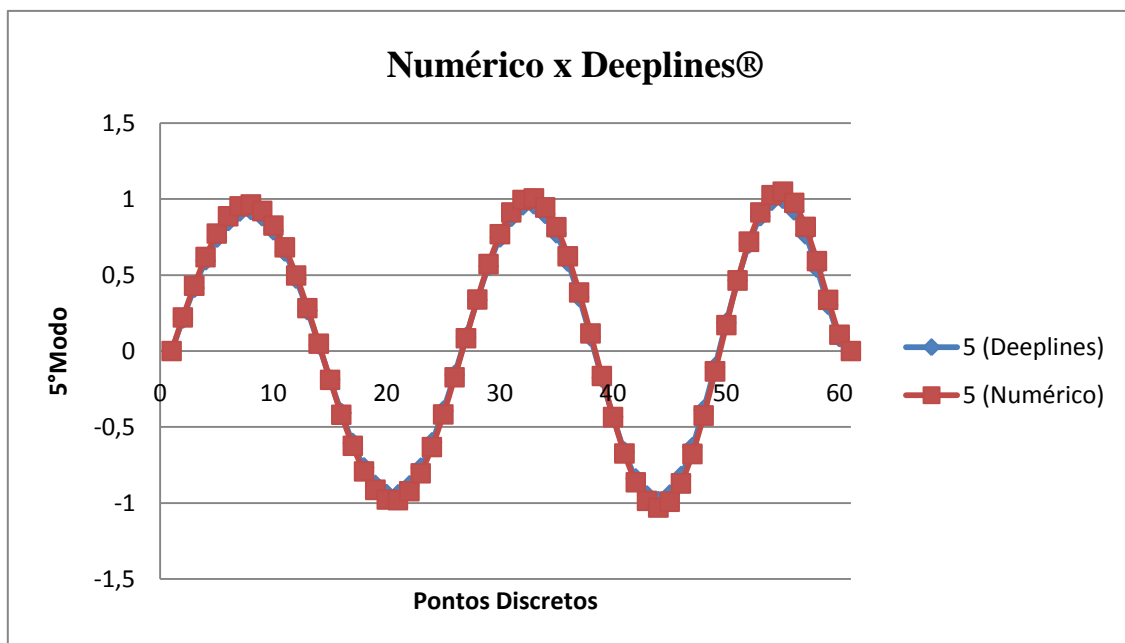


Gráfico 7-13-5º Modo de Vibração Natural - mola $x = L$

- $K = 10e+30 \text{ N.m/deg}$

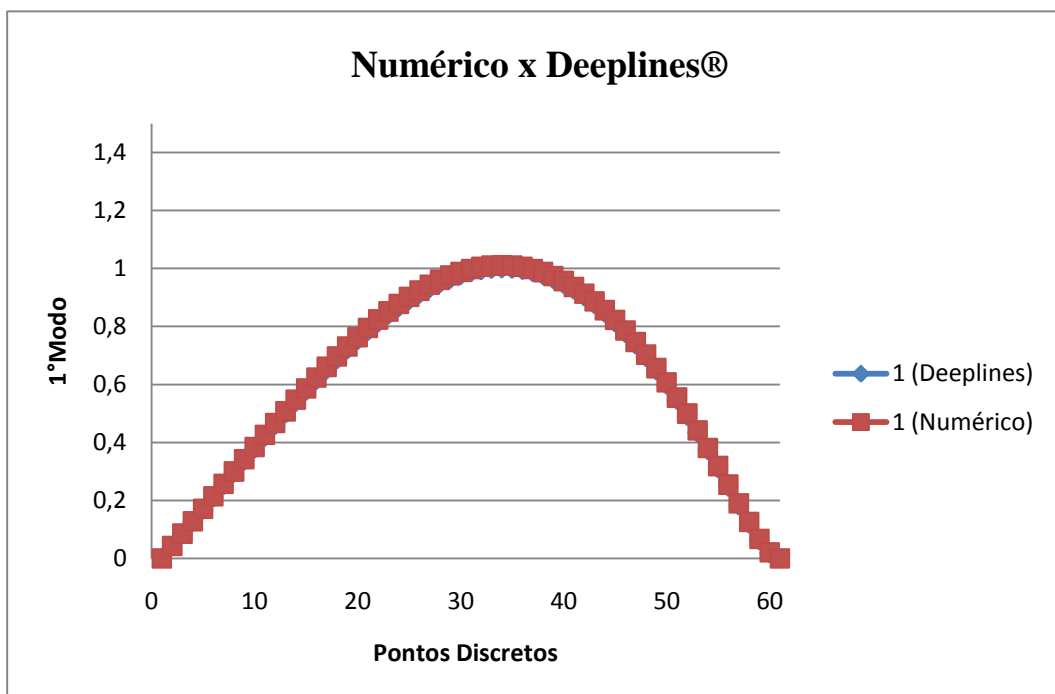


Gráfico 7-14-1º Modo de Vibração Natural – mola $x = L$

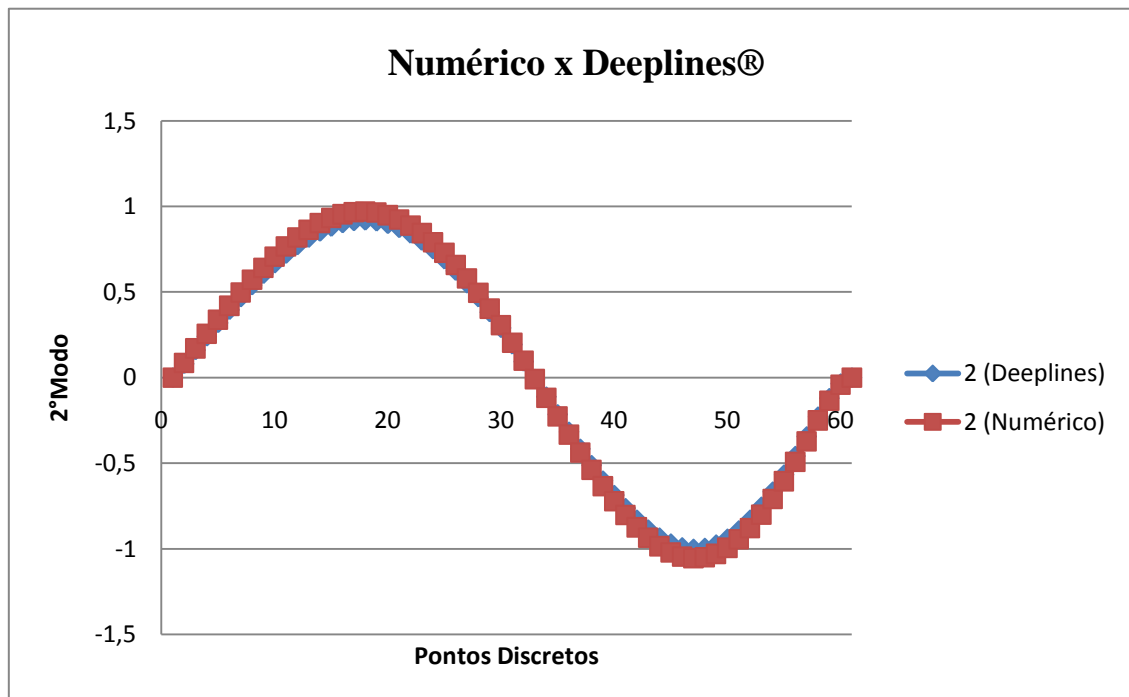


Gráfico 7-15-2º Modo de Vibração Natural - mola x = L

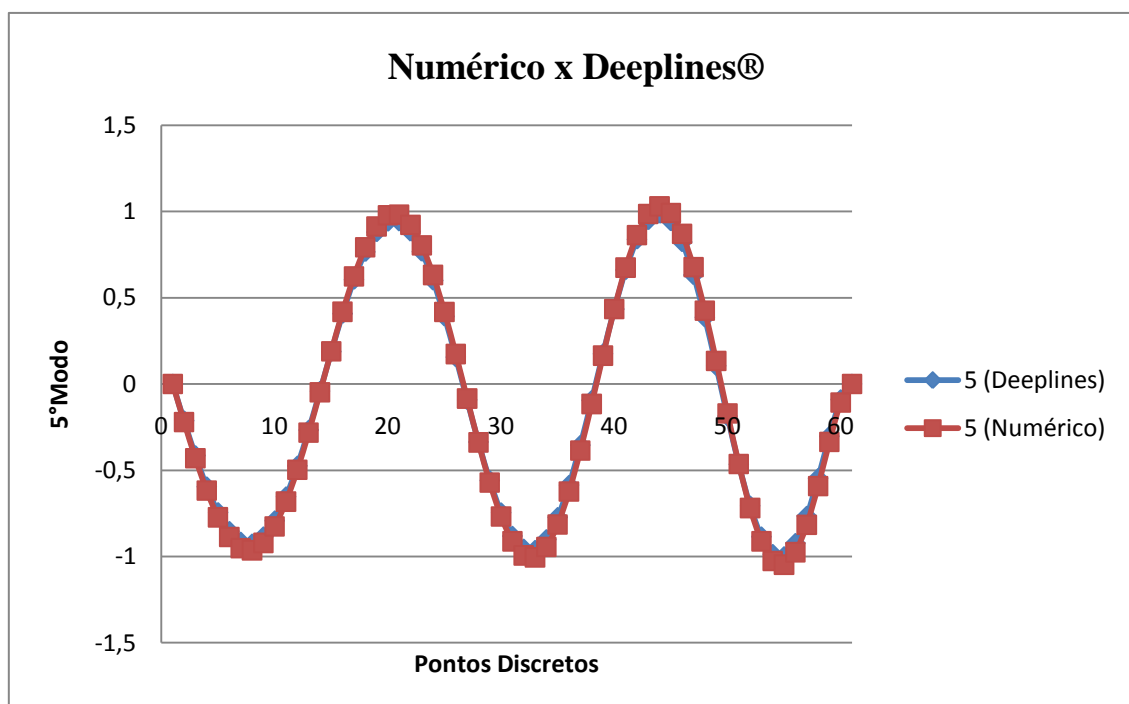


Gráfico 7-16-5º Modo de Vibração Natural - mola x = L

b) *Exemplo2-1900 metros*

-Viga Bi-rotulada com tração variável

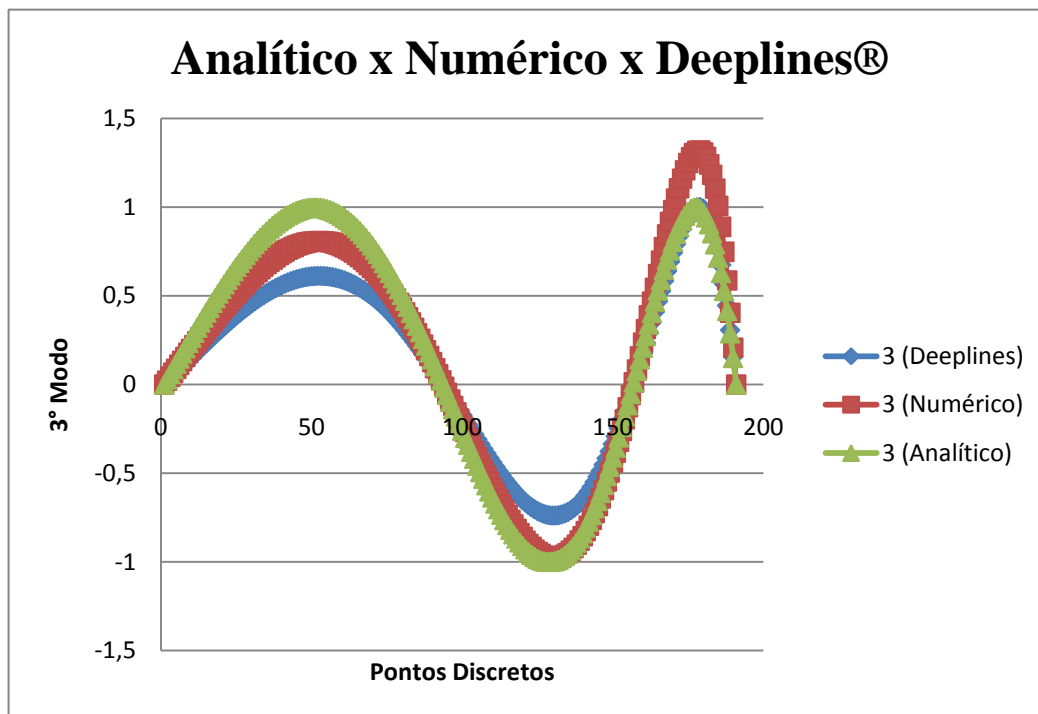


Gráfico 7-17-3º Modo de Vibração Natural –Viga Bi-rotulada

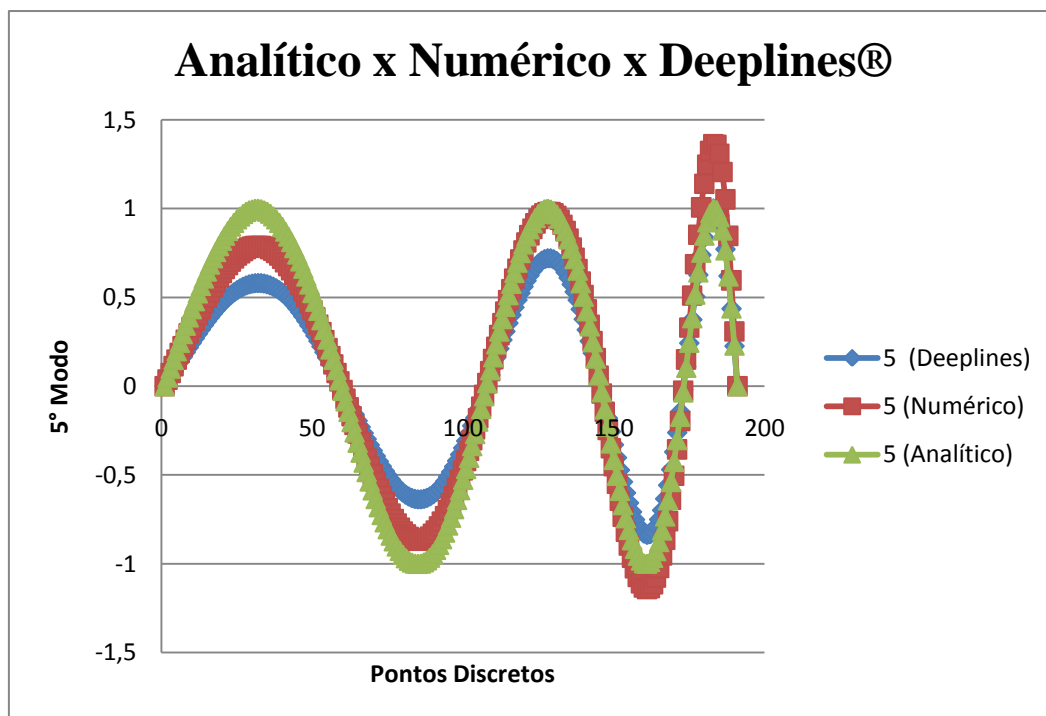


Gráfico 7-18- 5º Modo de Vibração Natural –Viga Bi-rotulada

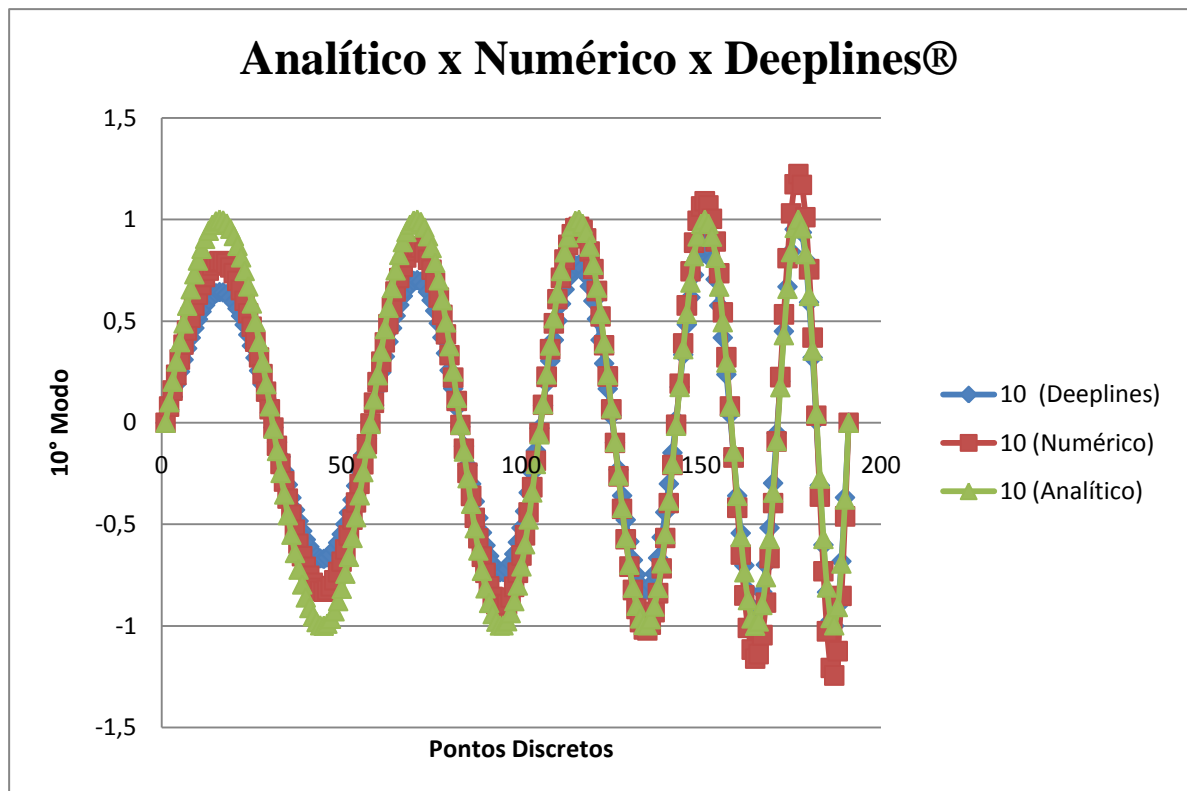


Gráfico 7-19-10º Modo de Vibração Natural –Viga Bi-rotulada

-Viga Bi-rotulada com mola rotacional em $x=L$ (base do riser) com tração variável

- $K = 10e+10 \text{ N.m/deg}$

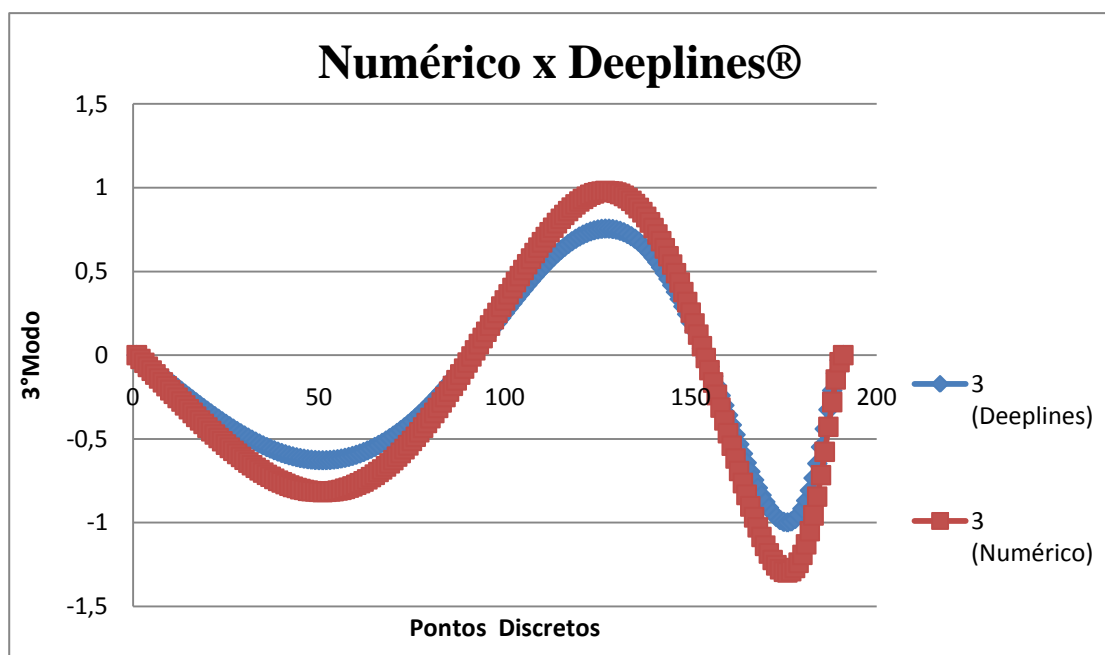


Gráfico 7-20-3º Modo de Vibração Natural - mola $x = L$

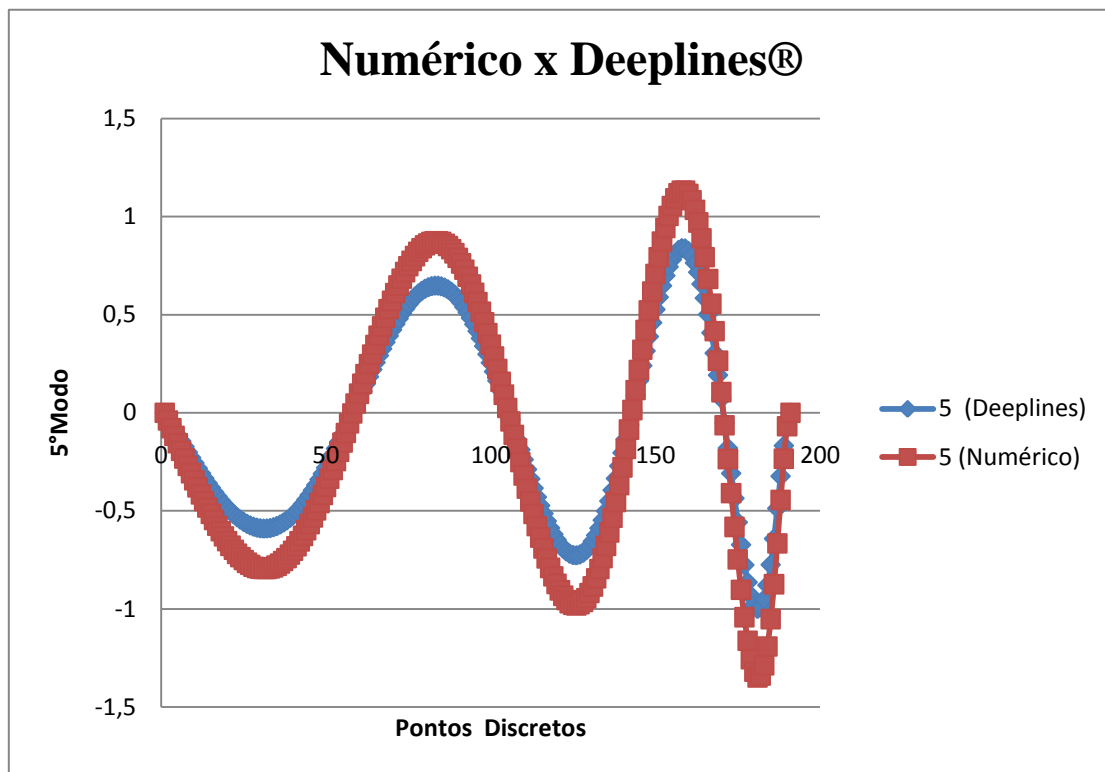


Gráfico 7-21-5º Modo de Vibração Natural - mola $x = L$

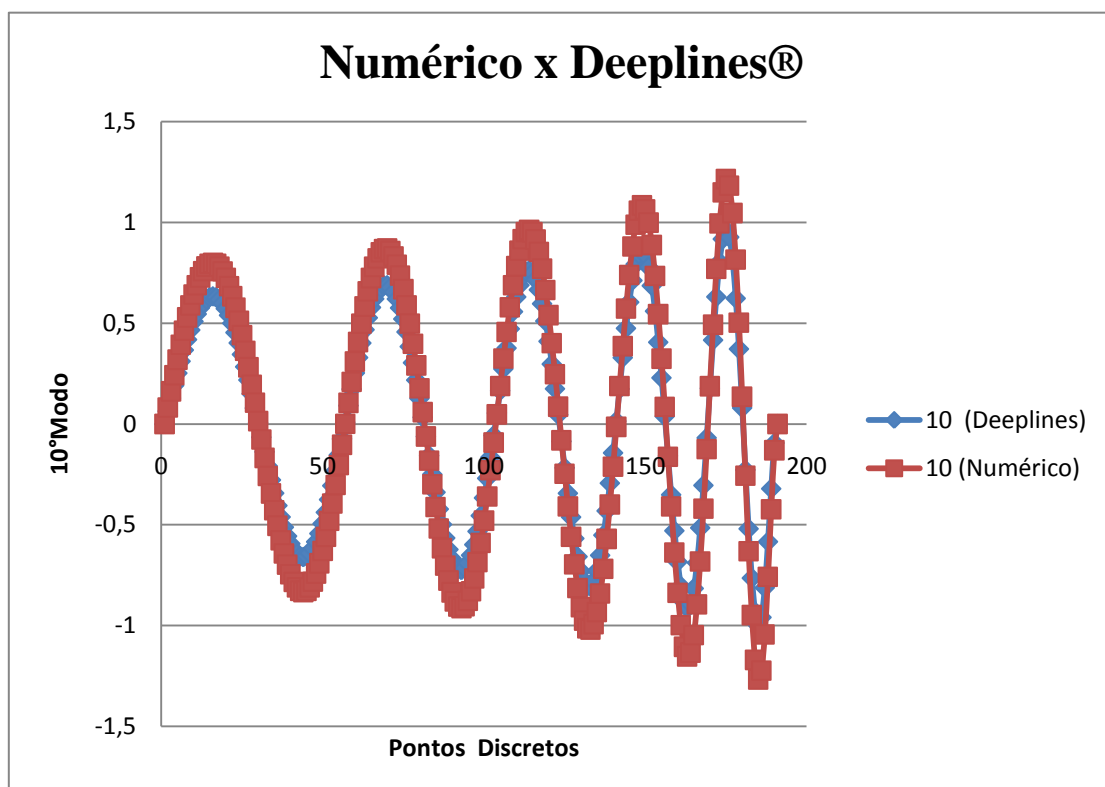


Gráfico 7-22-10º Modo de Vibração Natural - mola $x = L$

- $K = 10e+20 \text{ N.m/deg}$

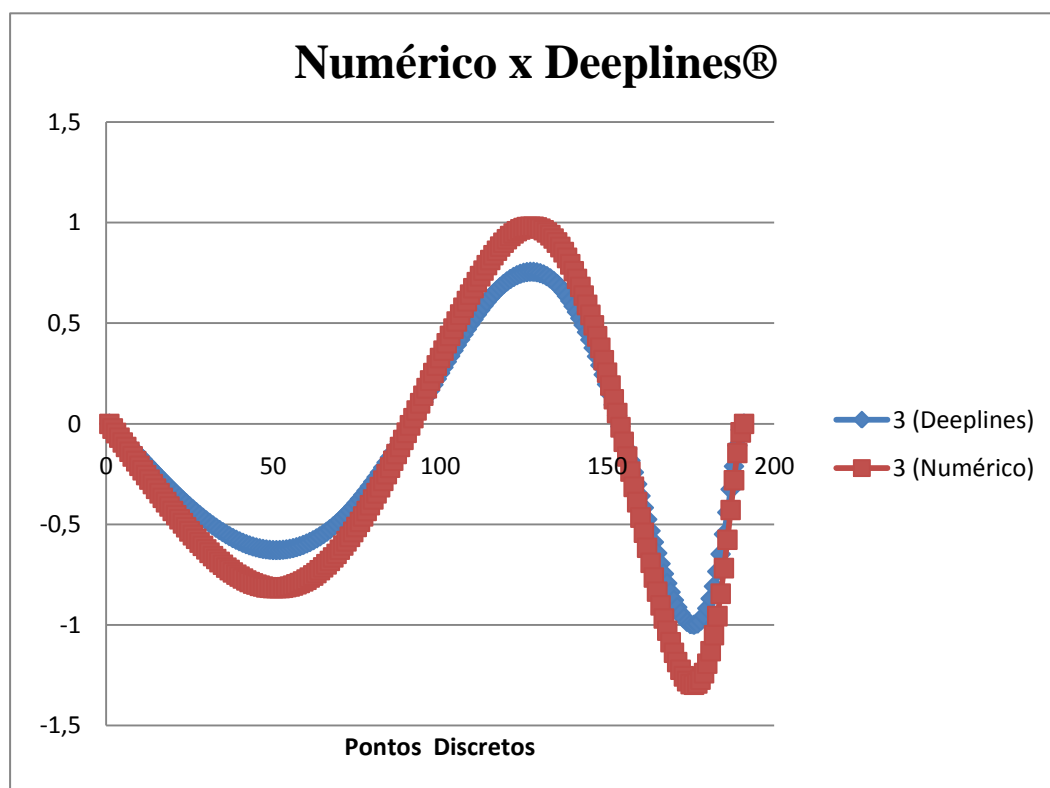


Gráfico 7-23-3º Modo de Vibração Natural - mola $x = L$

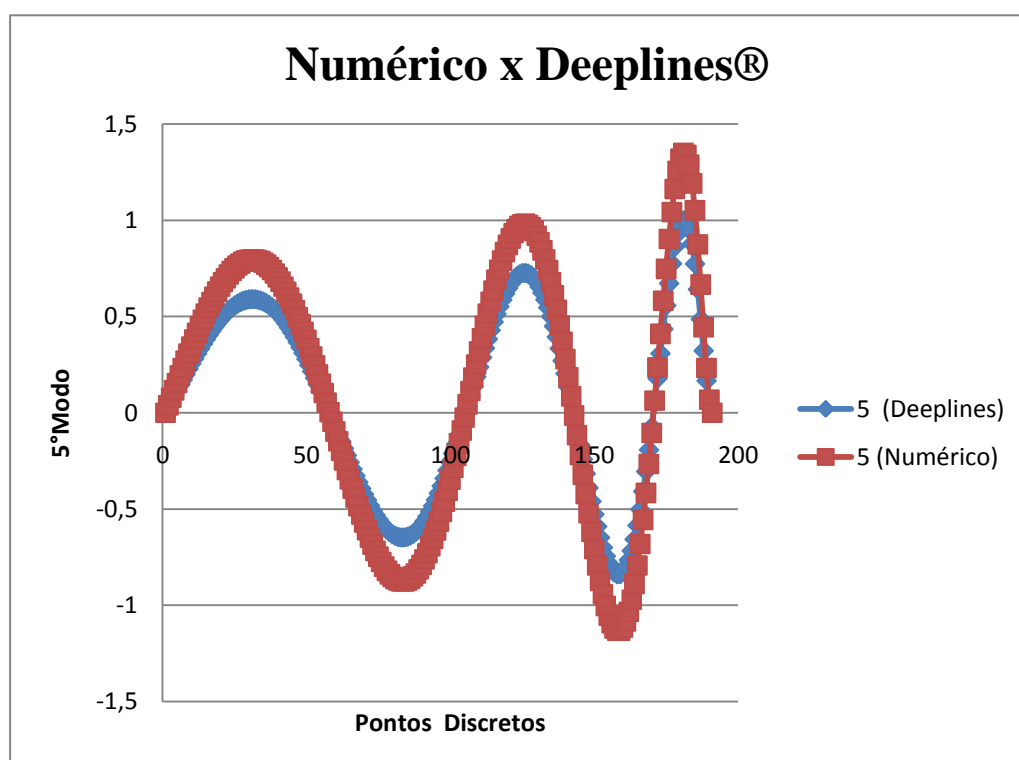


Gráfico 7-24-5º Modo de Vibração Natural - mola $x = L$

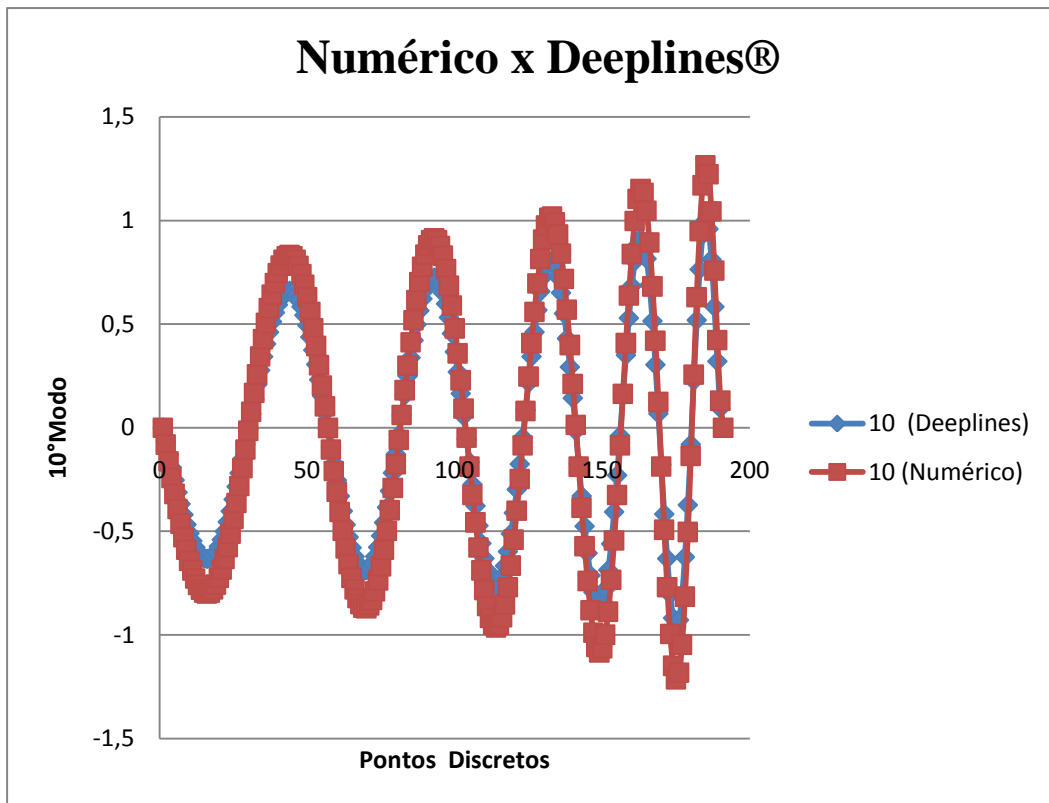


Gráfico 7-25-10º Modo de Vibração Natural - mola x = L

- $K = 10e+28 \text{ N.m/deg}$

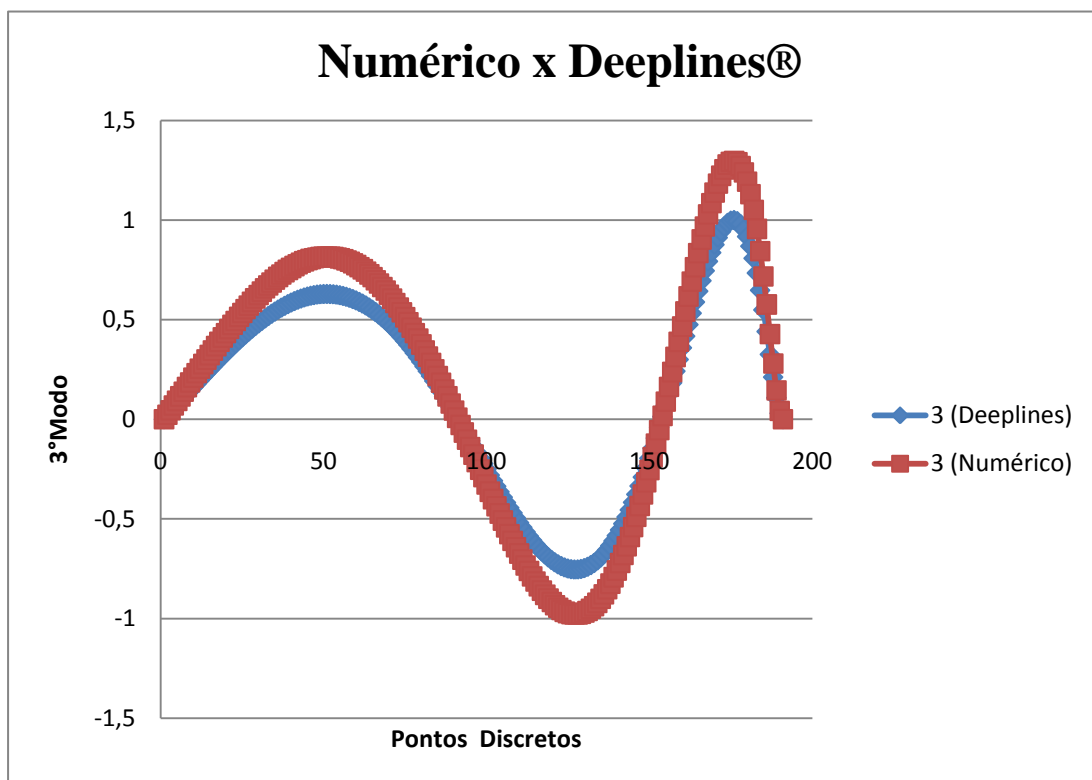


Gráfico 7-26-3º Modo de Vibração Natural - mola x = L

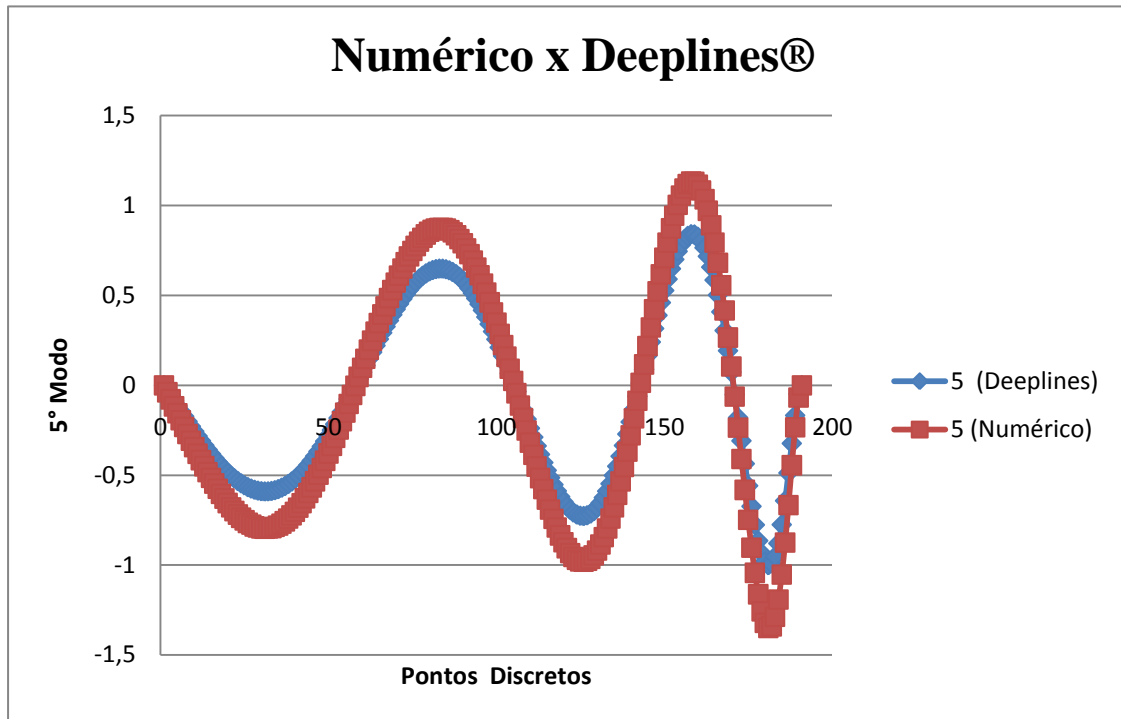


Gráfico 7-27– 5° Modo de Vibração Natural - mola $x = L$

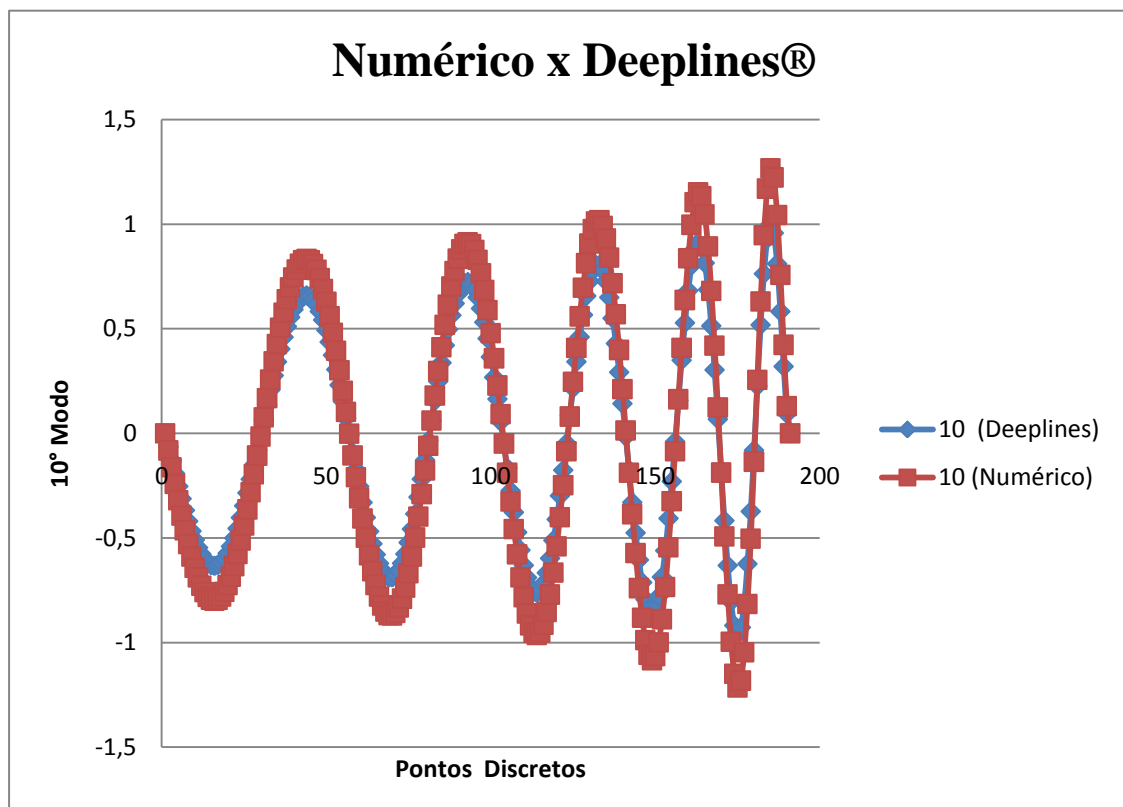


Gráfico 7-28– 10° Modo de Vibração Natural - mola $x = L$

7.4.3 CURVATURAS

Conforme visto no item 7.2, a curvatura numérica é uma consequência direta dos modos de vibração através da Derivação de Diferenças Finitas Central. Portanto, será ilustrado apenas um caso de cada modelo com mola para título de comparação do comportamento da curvatura.

a) *Exemplo 1-600 metros*

-Viga Bi-rotulada com tração variável

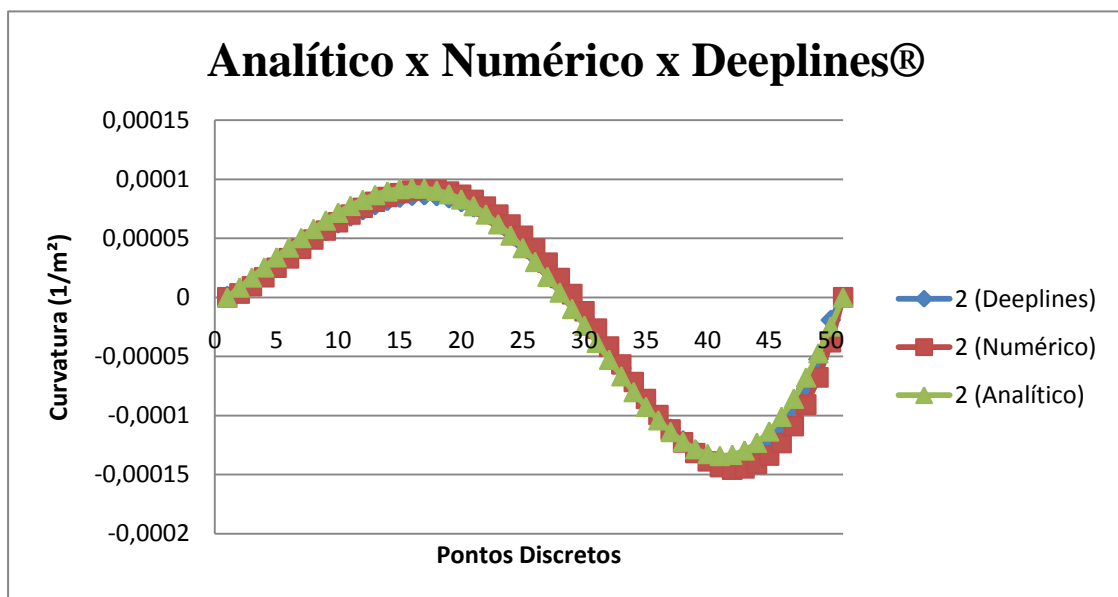


Gráfico 7-29- Curvatura: 2º Modo de Vibração Natural – Modelo Bi-rotulado

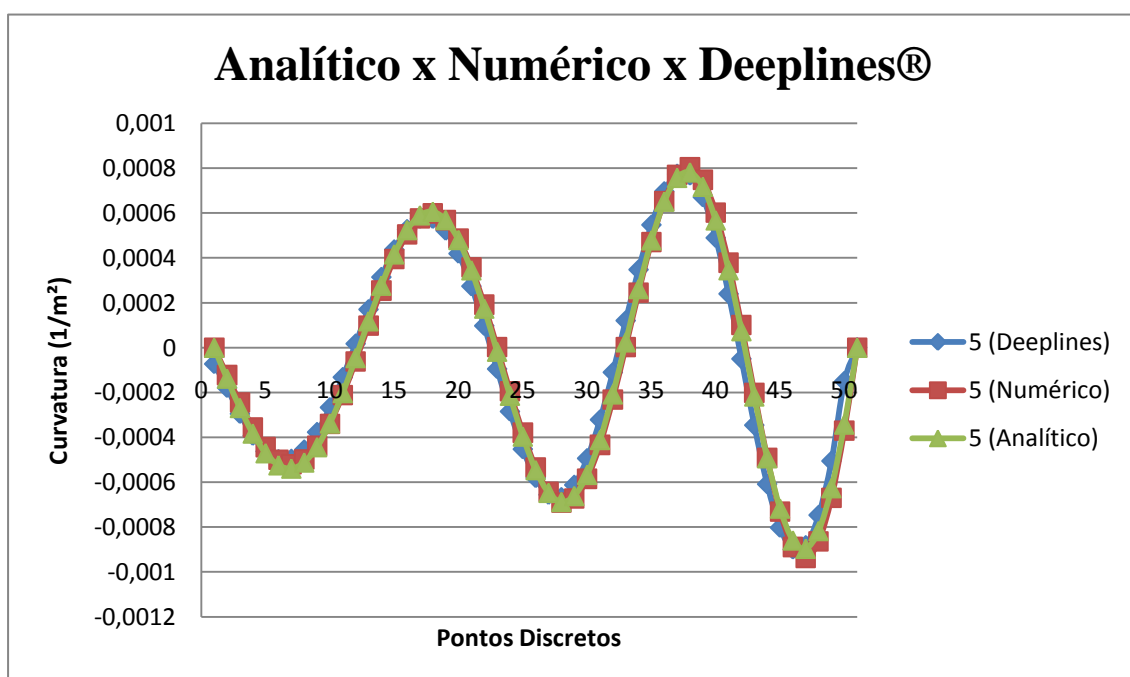


Gráfico 7-30- Curvatura: 5º Modo de Vibração Natural – Modelo Bi-rotulado

-Viga Bi-rotulada com mola rotacional em $x=L$ (base do riser) com tração variável

- $K = 10e+10 \text{ N.m/deg}$

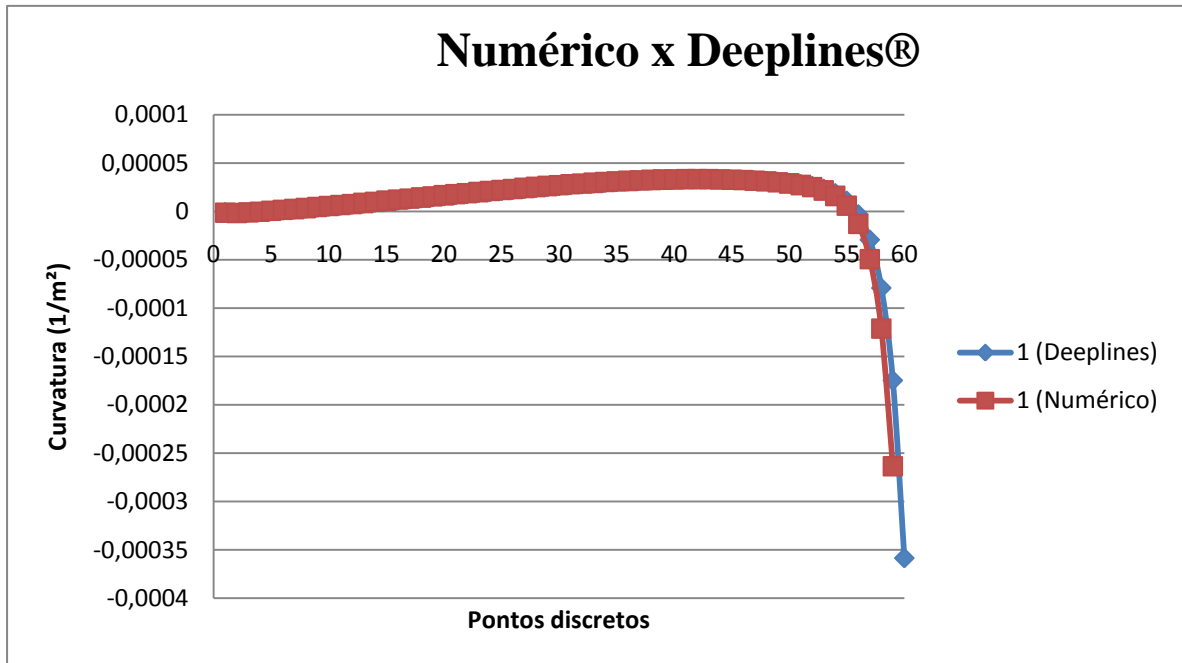


Gráfico 7-31- Curvatura: 1º Modo de Vibração Natural – mola $x = L$

- $K = 10e+20 \text{ N.m/deg}$

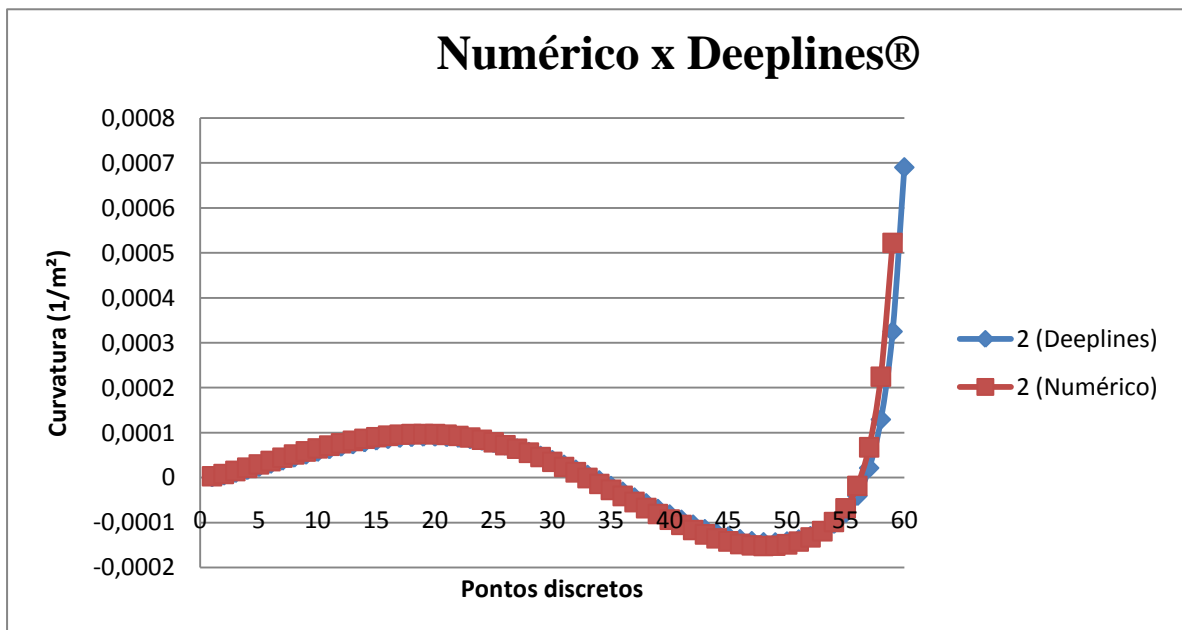


Gráfico 7-32- Curvatura: 2º Modo de Vibração Natural – mola $x = L$

- $K = 10e+30 \text{ N.m/deg}$

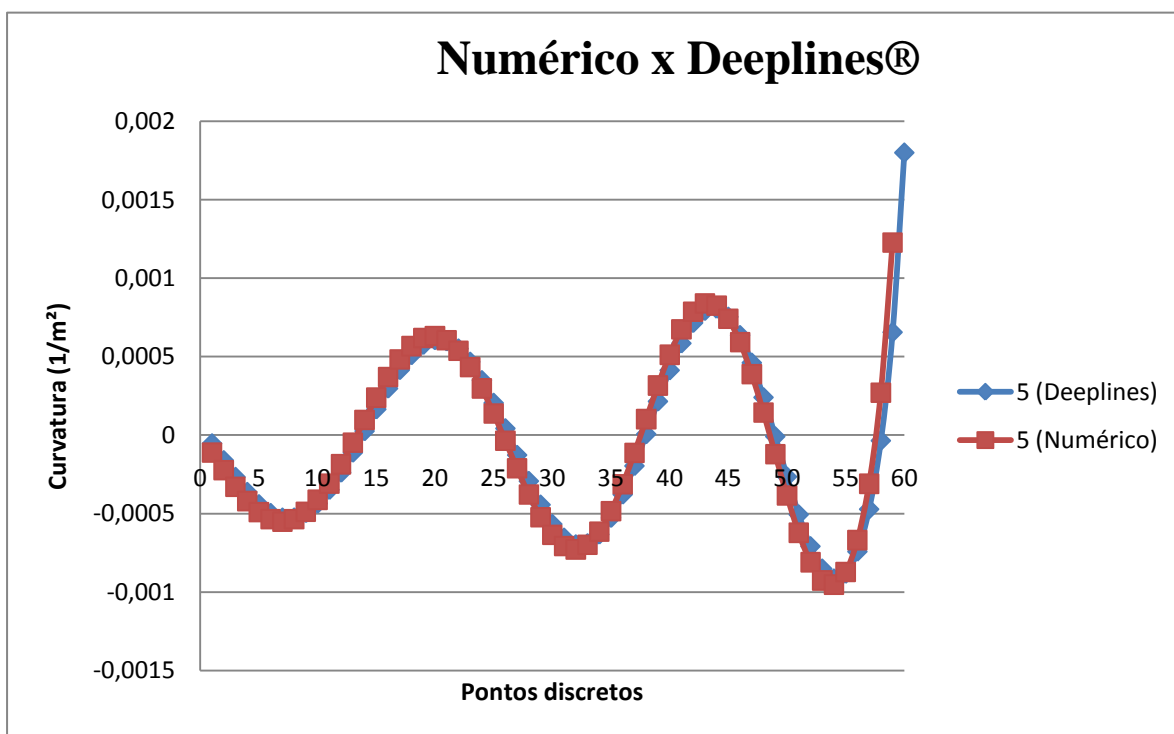


Gráfico 7-33- Curvatura: 5º Modo de Vibração Natural – mola $x = L$

b) Exemplo2-1900metros

-Viga Bi-rotulada com tração variável

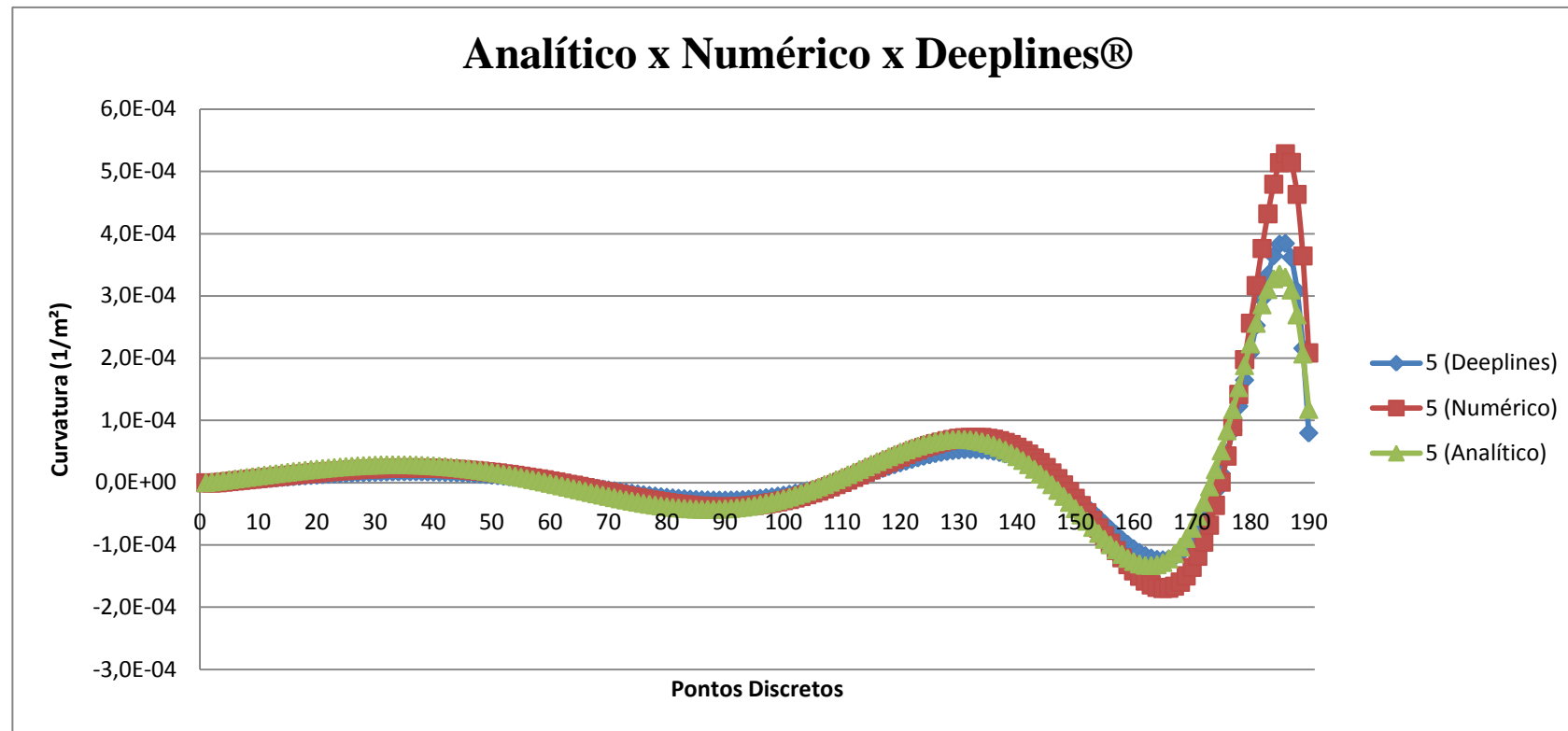


Gráfico 7-34- Curvatura: 5º Modo de Vibração Natural – Modelo Bi-rotulado

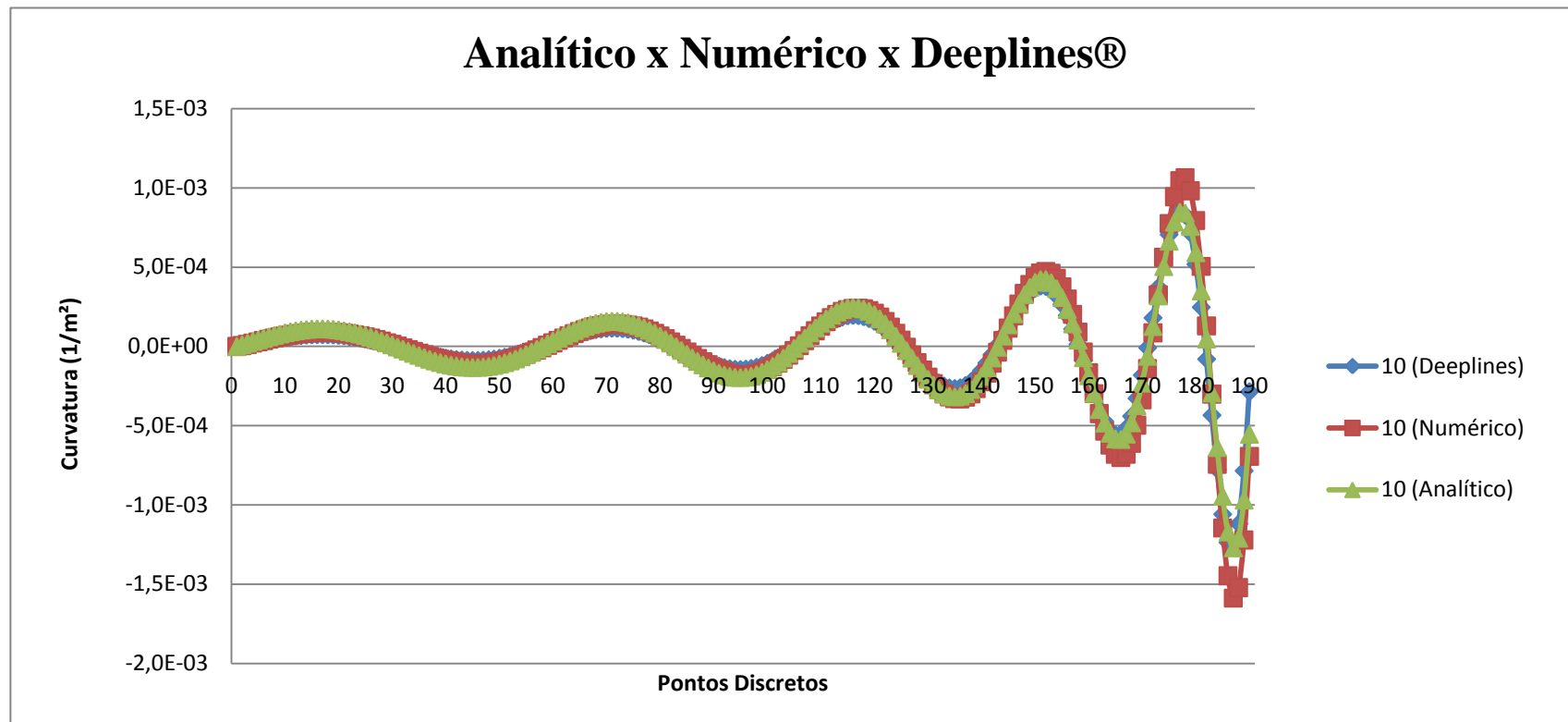


Gráfico 7-35- Curvatura: 10º Modo de Vibração Natural – Modelo Bi-rotulado

-Viga Bi-rotulada com mola rotacional em $x=L$ (base do riser) com tração variável

- $K = 10e+10 \text{ N.m/deg}$

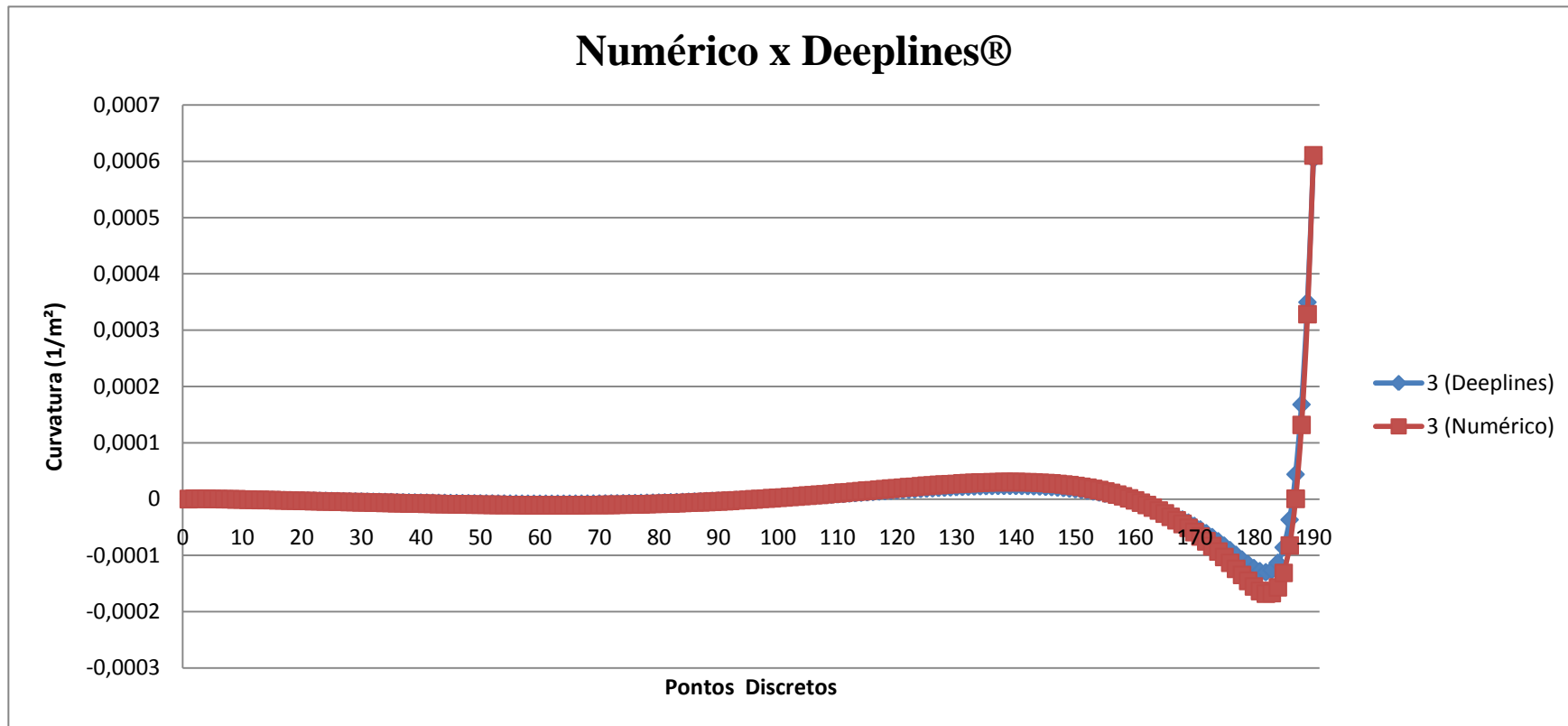


Gráfico 7-36- Curvatura: 3º Modo de Vibração Natural – mola $x = L$

- $K = 10e+20 \text{ N.m/deg}$

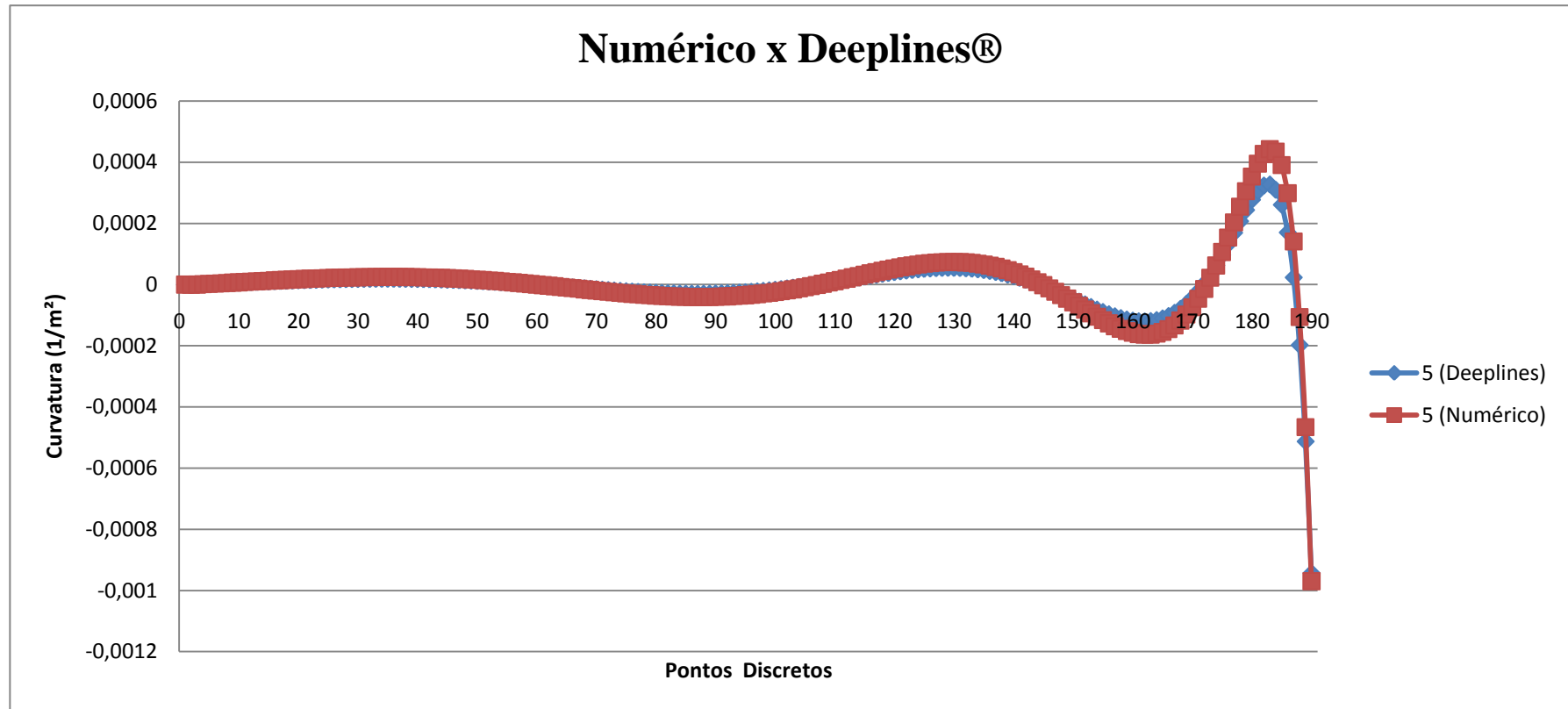


Gráfico 7-37- Curvatura: 5º Modo de Vibração Natural – mola x = L

- $K = 10e+28 \text{ N.m/deg}$

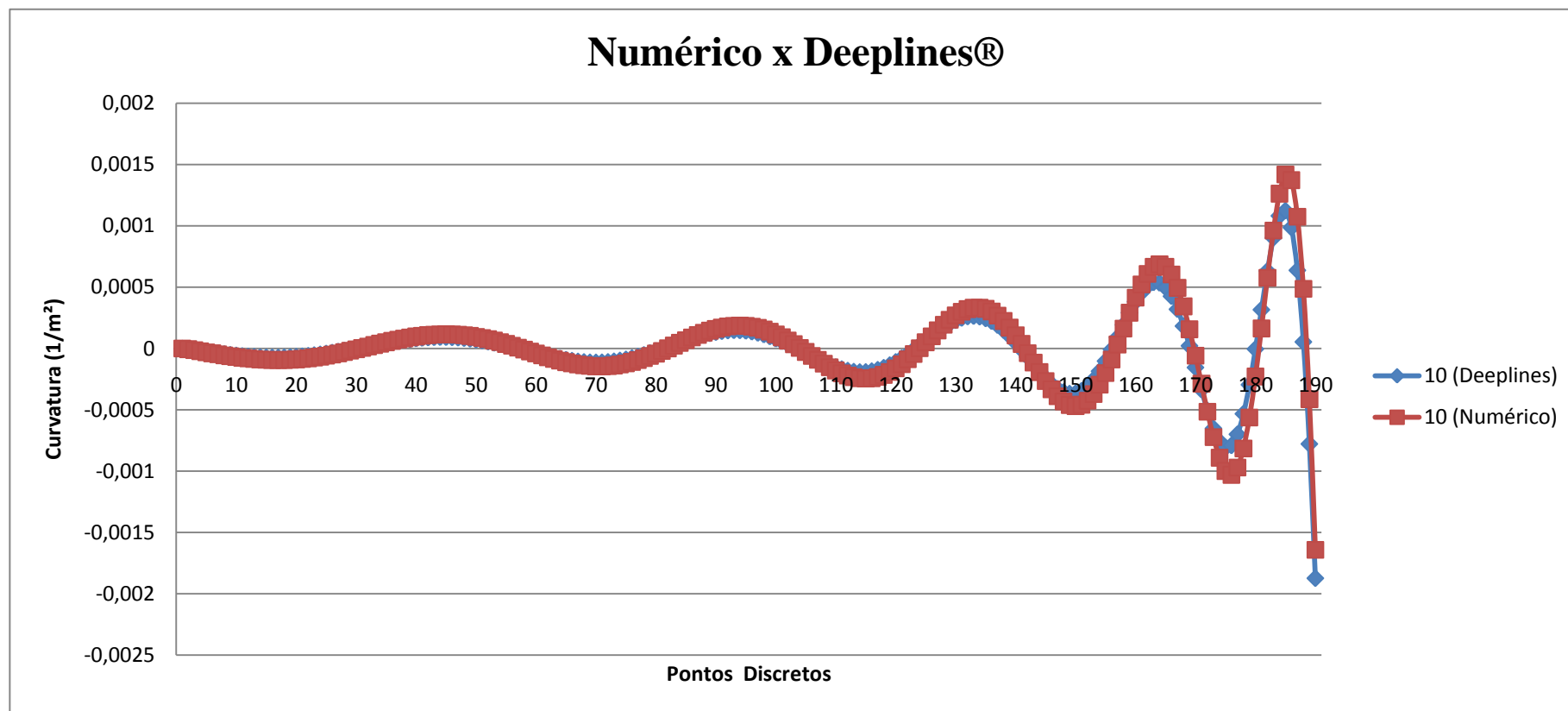


Gráfico 7-38- Curvatura: 10° Modo de Vibração Natural – mola $x = L$

7.5 DISCUSSÕES SOBRE OS RESULTADOS

Com relação às frequências naturais, pode ser identificado que as mesmas não sofrem influência do efeito da mola rotacional na base da estrutura, isto se deve ao fato da estrutura ser muito esbelta, ou seja, pequena relação diâmetro – comprimento (D/L). Então, pelo fato do riser ser muito comprido, em ambos os casos, este não sofre quase nenhuma variação nas frequências naturais de vibração, com a inclusão da mola rotacional.

Os modos de vibração com mola, independentemente do valor da rigidez da mesma, em ambos os exemplos, são muito similares aos modos de vibração do modelo de viga bi-rotulada, reforçando a conclusão obtida para as frequências naturais de vibração. Ao observar o modo de vibração do riser com mola há apenas uma leve influência na região da mola rotacional.

O efeito da adição da mola é verificado quando se obtêm as curvaturas da estruturas, as quais são bastante diferentes dos modelos bi-rotulados.

Tanto no exemplo 1 como no exemplo 2, seja com ou sem mola rotacional, o valor das curvaturas é sempre maior na parte inferior do riser; isto se deve ao fato da tração ser menor na parte inferior. Cabe ressaltar que a tração tem o efeito de diminuir as deformações laterais do riser pois, em virtude dos efeitos das ondas, o mesmo tende a flambar levando a estrutura ao colapso. Se a tração for variável ao longo de seu comprimento, a parte inferior que possui menor tração tende a ter maior amplitude de vibração e, conseqüentemente, maiores curvaturas.

Nos modelos dotados de molas rotacionais, a curvatura tende ao infinito no fundo da estrutura, pois seria como se estivesse engastando o riser, portanto, como em um caso real a estrutura não possui livre rotação na conexão inferior e sim uma determinada rigidez rotacional, simulando um “flexjoint”. Este modelo ilustra como as curvaturas podem ser maiores no fundo e não como uma estrutura rotulada, intensificando o efeito dos danos acumulados na fadiga e, aumentando a importância do problema.

8. ANÁLISE DE VIV DOS EXEMPLOS EM ESTUDO

Neste capítulo, serão analisados os dois exemplos de risers rígidos verticais ilustrados na Tabela 7-1 de acordo com os procedimentos descritos no capítulo 6. Para isto, foram utilizadas correntes com perfil uniformes e variável a fim de ilustrar qual é o efeito final no dano da estrutura. Cabe ressaltar que neste procedimento foi considerado que a resposta da estrutura é uni modal, e que a corrente atua 100% do tempo, o que na realidade não ocorre. Adicionalmente, a faixa de variação de tensão obtida, que por sua vez depende da curvatura, corresponde ao ponto de curvatura máxima do riser, obtida pelas três metodologias estudadas no capítulo 7. Portanto, os resultados obtidos são mais conservativos que os obtidos em programas comerciais de VIV.

Propriedades Adicionais	
Viscosidade Cinemática d'água (m ² /s)	0,00000155
Taxa de amortecimento Estrutural	0,003
Número de Strouhal	0,2

Tabela 8-1- Informações relevantes ao problema

8.1 EXEMPLO 1

É utilizado um riser rígido de perfuração em uma lâmina d'água de 600 metros com as propriedades da Tabela 7-1. As demais informações utilizadas como dado de entrada ao programa estão ilustrados na Tabela 8-1. O perfil de corrente está ilustrado na Figura 8.1.

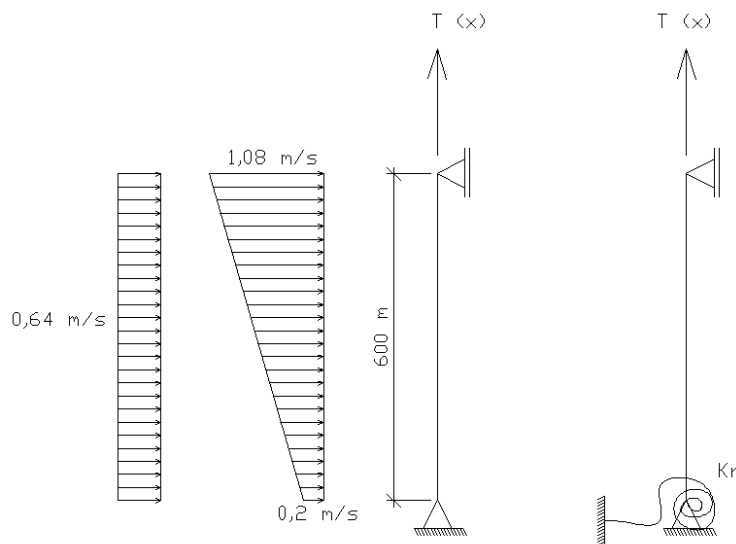


Figura 8.1 - Ilustração dos casos do Exemplo 1

8.2 EXEMPLO 2

É utilizado um riser rígido de perfuração em uma lâmina d'água de 1900 metros com as propriedades da Tabela 7-1. As demais informações utilizadas como dado de entrada ao programa estão ilustrados na Tabela 8-1. O perfil de corrente está ilustrado na Figura 8.2.

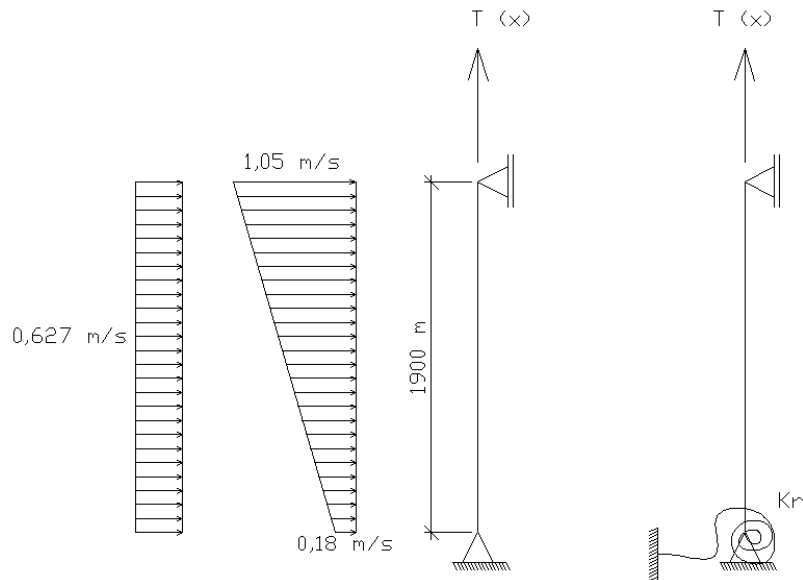


Figura 8.2-- Ilustração dos casos do Exemplo 2

8.3 RESULTADOS

8.3.1 EXEMPLO 1

Os resultados obtidos para o riser em lâmina d'água de 600 metros para os dois perfis de corrente estão resumidos nas tabelas seguintes.

	EXEMPLO 1 -600m	
	Resposta da Estrutura no VIV	
	Corrente Constante	Corrente Variável
Modo excitado	8	10
A/D (Vandiver)	1,149	0,613
SCF (adotado)	1,2	1,2

Tabela 8-2- Resposta VIV

A tabela seguinte resume os valores de máxima curvatura encontrada para todos os casos estudados e suas respectivas posições em profundidade ao longo do comprimento do riser.

		Modelo Bi-rotulado	
		Corrente Constante	Corrente Variável
<u>Modelo Analítico</u>	Máx. Curvatura (1/m²)	2,10E-03	3,34E-03
	Posição (m)	567	573
<u>Modelo Numérico</u>	Máx. Curvatura (1/m²)	2,18E-03	3,21E-03
	Posição (m)	ponto 4 (564m)	ponto 3 (574m)
<u>DeepLines®</u>	Máx. Curvatura (1/m²)	2,20E-03	3,29E-03
	Posição (m)	ponto 48 (564m)	ponto 48 (564m)

		Mola Rotacional 10e+10	
		Corrente Constante	Corrente Variável
<u>Modelo Numérico</u>	Máx. Curvatura (1/m²)	2,15E-03	3,17E-03
	Posição (m)	ponto 5 (560m)	ponto 5 (560m)
<u>DeepLines®</u>	Máx. Curvatura (1/m²)	2,19E-03	3,21E-03
	Posição (m)	ponto 56 (550m)	ponto 57 (560m)

		Mola Rotacional 10e+20	
		Corrente Constante	Corrente Variável
<u>Modelo Numérico</u>	Máx. Curvatura (1/m²)	-2,15E-03	3,17E-03
	Posição (m)	ponto 5 (560m)	ponto 5 (560m)
<u>DeepLines®</u>	Máx. Curvatura (1/m²)	2,19E-03	3,21E-03
	Posição (m)	ponto 56 (550m)	ponto 57 (560m)

		Mola Rotacional 10e+30	
		Corrente Constante	Corrente Variável
<u>Modelo Numérico</u>	Máx. Curvatura (1/m²)	-2,15E-03	-3,17E-03
	Posição (m)	ponto 5 (560m)	ponto 5 (560m)
<u>DeepLines®</u>	Máx. Curvatura (1/m²)	2,19E-03	3,21E-03
	Posição (m)	ponto 56 (550m)	ponto 57 (560m)

Tabela 8-3- Curvaturas e posição no riser em profundidade

Pode-se observar nos casos com molas rotacionais que os valores de máxima curvatura obtidos não variam o que era de se esperar, uma vez que além das frequências de vibração serem muito parecidas, os modos também o são. As curvaturas, a partir destes pontos, tende ao infinito nos modelos com molas rotacionais, mas correspondem a pontos sem deslocamento.

Os danos encontrados estão resumidos na tabela abaixo:

			Bi-rotulado	
			Corrente Constante	Corrente Variável
<u>Método Analítico</u>	$\Delta S(N/mm^2)*SCF$		128,21	103,56
	DANO	X API RP	13,945	7,206
		X' API RP	28,724	17,015
		E DNV	19,344	13,42
	Vida (anos)	X API RP	7,17E-02	1,39E-01
		X' API RP	3,48E-02	5,88E-02
		E DNV	5,17E-02	7,45E-02
<u>Método Numérico</u>	$\Delta S(N/mm^2)*SCF$		126,48	99,45
	DANO	X API RP	13,142	6,036
		X' API RP	27,304	14,626
		E DNV	18,573	11,886
	Vida (anos)	X API RP	7,61E-02	1,66E-01
		X' API RP	3,66E-02	6,84E-02
		E DNV	5,38E-02	8,41E-02
<u>Deeplines®</u>	$\Delta S(N/mm^2)*SCF$		127,83	102,03
	DANO	X API RP	13,768	6,751
		X' API RP	28,411	16,094
		E DNV	19,174	12,834
	Vida (anos)	X API RP	7,26E-02	1,48E-01
		X' API RP	3,52E-02	6,21E-02
		E DNV	5,22E-02	7,79E-02

Tabela 8-4- Danos e vida útil para modelo bi-rotulado

			Mola Rotacional	
			Corrente Constante	Corrente Variável
Método Numérico	$\Delta S(N/mm^2)*SCF$		124,65	98,40
	DANO	X API RP	12,326	5,762
		X' API RP	25,85	14,058
		E DNV	17,775	11,515
	Vida (anos)	X API RP	8,11E-02	1,74E-01
		X' API RP	3,87E-02	7,11E-02
		E DNV	5,63E-02	8,68E-02
Deeplines®	$\Delta S(N/mm^2)*SCF$		127,32	99,52
	DANO	X API RP	13,525	6,054
		X' API RP	27,983	14,664
		E DNV	18,942	11,911
	Vida (anos)	X API RP	7,39E-02	1,65E-01
		X' API RP	3,57E-02	6,82E-02
		E DNV	5,28E-02	8,40E-02

Tabela 8-5- Danos e vida útil para modelo com mola em $x = L$

OBS₁: Tanto no exemplo 1 como no exemplo 2 (apresentado no item a seguir), a diferença do ΔS , quando se modifica o perfil de corrente, não é tão significativa como a variação de amplitude (A/D). Isto se deve ao fato de os modos excitados para cada tipo de corrente serem diferentes. Em ambos os exemplos, o modo excitado no perfil de corrente variável é maior que o modo excitado para o perfil de corrente constante, conseqüentemente, as curvaturas para o perfil de corrente variável é maior (Tabela 8-3 / Tabela 8-7). Como a variação de tensão é proporcional a curvatura (equação 6.40), a diferença da amplitude é parcialmente compensada pela curvatura.

OBS₂: Também em ambos os exemplos (1 e 2) a vida útil do riser é pequena, pois além da corrente ter sido considerada atuando em 100% do tempo, o valor de corrente é muito grande, diferente dos valores obtidos no dia-a-dia.

8.3.2 EXEMPLO 2

Os resultados obtidos para o riser em lâmina d'água de 1900 metros para os dois perfis de corrente estão resumidos nas tabelas seguintes.

EXEMPLO 2 -1900m		
Resposta da Estrutura no VIV		
	Corrente Constante	Corrente Variável
Modo excitado	16	20
A/D (Vandiver)	1,105	0,601
SCF (adotado)	1,2	1,2

Tabela 8-6-- Resposta VIV

A tabela seguinte resume os valores de máxima curvatura encontrada para todos os casos estudados e suas respectivas posições em profundidade ao longo do comprimento do riser.

		Modelo Bi-rotulado	
		Corrente Constante	Corrente Variável
<u>Modelo Analítico</u>	Máx. Curvatura (1/m²)	2,63E-03	3,61E-03
	Posição (m)	1871	1875
<u>Modelo Numérico</u>	Máx. Curvatura (1/m²)	2,92E-03	3,64E-03
	Posição (m)	ponto 4 (1870)	ponto 3 (1880)
<u>DeepLines®</u>	Máx. Curvatura (1/m²)	2,51E-03	3,44E-03
	Posição (m)	ponto 188 (1870 m)	ponto 188 (1870 m)

		Mola Rotacional 10e+10	
		Corrente Constante	Corrente Variável
<u>Modelo Numérico</u>	Máx. Curvatura (1/m²)	2,63E-03	3,48E-03
	Posição (m)	ponto 5 (1860m)	ponto 5 (1860m)
<u>DeepLines®</u>	Máx. Curvatura (1/m²)	2,34E-03	3,12E-03
	Posição (m)	ponto 186 (1850 m)	ponto 187 (1860 m)

		Mola Rotacional 10e+20	
		Corrente Constante	Corrente Variável
<u>Modelo Numérico</u>	Máx. Curvatura (1/m²)	2,63E-03	3,48E-03
	Posição (m)	ponto 5 (1860m)	ponto 5 (1860m)
<u>DeepLines®</u>	Máx. Curvatura (1/m²)	2,34E-03	3,12E-03
	Posição (m)	ponto 186 (1850 m)	ponto 187 (1860 m)

		Mola Rotacional 10e+28	
		Corrente Constante	Corrente Variável
Modelo Numérico	Máx. Curvatura (1/m²)	2,63E-03	3,48E-03
	Posição (m)	ponto 5 (1860m)	ponto 5 (1860m)
DeepLines®	Máx. Curvatura (1/m²)	2,34E-03	3,12E-03
	Posição (m)	ponto 186 (1850 m)	ponto 187 (1860 m)

Tabela 8-7- Curvaturas e posição no riser em profundidade

Pode-se observar nos casos com molas rotacionais que os valores de máxima curvatura obtidos não variam, o que era de se esperar, uma vez que além das frequências de vibração serem muito parecidas, os modos também são. As curvaturas, a partir destes pontos, tendem ao infinito nos modelos com molas rotacionais, sendo portanto, sem sentido físico utilizá-los no cálculo a fadiga.

Os danos encontrados estão resumidos na tabela abaixo:

			Bi-rotulado	
			Corrente Constante	Corrente Variável
Método Analítico	$\Delta S(N/mm^2)*SCF$		199,68	148,96
	DANO	X API RP	82,171	29,217
		X' API RP	127,473	54,671
		E DNV	61,854	32,949
	Vida (anos)	X API RP	1,22E-02	3,42E-02
		X' API RP	7,84E-03	1,83E-02
		E DNV	1,62E-02	3,03E-02
Método Numérico	$\Delta S(N/mm^2)*SCF$		221,00	150,00
	DANO	X API RP	83,339	30,016
		X' API RP	121,48	55,945
		E DNV	54,528	33,564
	Vida (anos)	X API RP	1,20E-02	3,33E-02
		X' API RP	8,23E-03	1,79E-02
		E DNV	1,83E-02	2,98E-02
Deeplines®	$\Delta S(N/mm^2)*SCF$		190,20	141,41
	DANO	X API RP	43,191	23,558
		X' API RP	69,114	45,489
		E DNV	34,762	28,431
	Vida (anos)	X API RP	2,32E-02	4,24E-02
		X' API RP	1,45E-02	2,20E-02
		E DNV	2,88E-02	3,52E-02

Tabela 8-8- Danos e vida útil para modelo bi-rotulado

			Mola Rotacional	
			Corrente Constante	Corrente Variável
<u>Método Numérico</u>	$\Delta S(N/mm^2)*SCF$		199,60	143,30
	DANO	X API RP	53,307	24,681
		X' API RP	82,72	47,336
		E DNV	40,152	29,353
	Vida (anos)	X API RP	1,88E-02	4,05E-02
		X' API RP	1,21E-02	2,11E-02
		E DNV	2,49E-02	3,41E-02
<u>Deeplines®</u>	$\Delta S(N/mm^2)*SCF$		177,57	128,47
	DANO	X API RP	31,967	15,284
		X' API RP	53,453	31,439
		E DNV	28,287	21,14
	Vida (anos)	X API RP	3,13E-02	6,54E-02
		X' API RP	1,87E-02	3,18E-02
		E DNV	3,54E-02	4,73E-02

Tabela 8-9- Danos e vida útil para modelo com mola em $x = L$

8.4 OBSERVAÇÕES SOBRE OS RESULTADOS

A partir de todos os resultados obtidos, pode-se observar que os danos diminuem quando se utiliza corrente variável. Conforme visto anteriormente, no modelo com corrente variável, o amortecimento possui além das parcelas de amortecimento estrutural, também há o amortecimento hidrodinâmico que contribui em dois trechos (início e final) do riser (Figura 6.2). No caso com perfil constante, o trecho de excitação do riser é simplesmente todo o comprimento do riser ficando apenas a taxa estrutural responsável pelo amortecimento da amplitude de vibração. As tabelas seguintes resumem o comprimento de excitação para cada modo calculado nos dois exemplos em perfil de corrente variável.

O valor final do dano acumulado possui mais influência quando se varia o tipo de curva utilizada do que quando se altera a condição de contorno do modelo. Isto se justifica pelo fato de cada curva ter sido elaborada de acordo com o meio que o aço foi ensaiado. Estes parâmetros influenciam significativamente na vida em fadiga do aço estrutural.

Conforme mencionado anteriormente, os cálculos foram realizados de maneira conservativa considerando que a estrutura está vibrando 100% do tempo sob efeito do VIV e, o perfil de corrente adotado no caso variável é um valor bastante alto e não o valor do dia-a-dia.

Exemplo 1	
Modo	Região de Excitação (m)
1	20,8
2	41,8
3	63,4
4	85,6
5	108,8
6	133,1
7	158,7
8	185,7
9	214,2
10	244,5

Tabela 8-10- Comprimento da região de Excitação

Exemplo 2	
Modo	Região de Excitação (m)
1	33,8
2	67,7
3	101,9
4	136,5
5	171,5
6	206,9
7	242,8
8	279,2
9	316,0
10	353,4
11	391,2
12	429,5
13	468,3
14	507,5
15	547,3
16	587,6
17	628,3
18	669,6
19	711,4
20	753,6
21	700,3
22	613,7
23	526,0
24	437,3
25	347,6
26	256,8
27	165,0
28	72,0

Tabela 8-11- Comprimento da região de Excitação

9. CONCLUSÕES

Este projeto teve como finalidade descrever o estudo do fenômeno de desprendimento de vórtices e os efeitos em uma estrutura esbelta como um riser rígido de perfuração e qual a influência no resultado quando se adiciona uma mola rotacional na condição de contorno na base da estrutura. Para isto foi realizada uma análise de sensibilidade das frequências naturais de vibração comparando o modelo de viga bi-rotulada com o dotado de mola rotacional.

O trabalho foi desenvolvido de forma que o leitor compreenda:

- as principais etapas na exploração do petróleo, os equipamentos e unidades flutuantes utilizadas hoje nas principais bacias petrolíferas;
- a classificação tipos de risers existentes hoje em operação e os esforços a que o mesmo está submetido. Procurou-se ilustrar as principais configurações, suas vantagens e desvantagens e problemas enfrentados pelos engenheiros projetistas de risers;
- como ocorre o fenômeno de fadiga em estruturas de aço com ênfase em estruturas offshore;
- Os conceitos que envolvem as vibrações induzidas por vórtices, etapas que envolvem o VIV, desde o surgimento do vórtice até a interação da vibração com a estrutura.

O fenômeno de vibrações induzidas pelo desprendimento de vórtices (VIV) é um problema hidro-elástico complexo, não linear, onde vários fatores influenciam em seu comportamento, tais como o número de Reynolds, a geometria da estrutura, os esforços impostos a ela e o meio no qual a estrutura está imersa. A viabilização do estudo do fenômeno implica em considerar de forma simplificada algumas características do riser e das cargas ambientais no qual está submetido.

A partir dos conceitos básicos apresentados, desenvolveu-se uma metodologia analítica aproximada baseada no Programa Shear 7 para a determinação dos principais parâmetros que envolvem o VIV e posterior cálculo de fadiga para a determinação da vida útil dos risers em estudo.

Na etapa de determinação das frequências naturais modos de vibração e curvatura foram utilizadas três metodologias:

- Analítica Aproximada;
- Numérico baseado em Análise Matricial de estruturas;
- Utilização de um programa comercial para comparação dos resultados;

Diante das análises realizadas sobre vibrações induzidas por vórtices do riser de perfuração é possível afirmar que:

- Quando da utilização de molas nas extremidades, a metodologia analítica não é a melhor maneira que um engenheiro deve adotar, pois a mesma, com fórmulas

fechadas, possui diversos problemas nas iterações para a determinação das raízes, uma vez que por serem fórmulas complexas facilitam a ocorrência do problema computacional de “overflow”;

- Os resultados obtidos através do software Mathcad®, tanto nos analíticos como o numérico, possuem resultados similares aos obtidos pelo programa comercial;
- A introdução de mola rotacional na condição de contorno teve pouca influência nos valores das frequências naturais e modos de vibração da estrutura, devido a mesma ser muito comprida. Isto se refletiu no dano à fadiga que teve pouca mudança quando se variou o tipo de modelo;
- A influência na vida em fadiga foi maior quando se variou o tipo de perfil de corrente de constante para variável e quando se varia o tipo de curva S-N.

Devidas as incertezas relacionadas ao comportamento fluido/estrutura, não é possível, com os recursos até então utilizados, obter resultados precisos. Pesquisas sobre o assunto têm sido realizadas em todo mundo, e, por consequência, novas metodologias estão sendo desenvolvidas. No entanto, com os métodos de cálculo apresentados, é possível perceber os principais fatores que influenciam o fenômeno, e, ainda, avaliar a importância das VIV's, principalmente com relação à vida útil da estrutura analisada.

Para estudos futuros recomendam-se os seguintes tópicos:

- 1) Incluir a opção de supressores;
- 2) Incluir enrijecedor nos elementos superiores e inferiores no modelo Numérico (Análise Matricial);
- 3) Tentar encontrar o erro das expressões de modos e curvaturas analíticas aproximadas com mola rotacional;
- 4) Estender a análise para SCR.

10.REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] THOMAS, JOSÉ EDUARDO. Fundamentos de Engenharia do Petróleo, 2ª Edição. Editora Interciência-2001
- [2] SILVA CORRÊA, OTON LUIZ. Petróleo-Noções sobre Exploração, Perfuração, Produção e Microbiologia. Editora Interciência-2003
- [3] SANTOS, CLÁUDIA MARTINS PERI MACHADO DOS. Análise de Risers e de Linhas de ancoragem. Tese de Mestrado. UFRJ-1999
- [4] RIVA, IKARO DOS REIS. Análise de Fadiga em Estruturas Metálicas com Ênfase em Offshore. Projeto Final de Curso. UFRJ-2004
- [5] Revista Scientific American-Brasil. Edição especial ‘Oceanos’-2009
- [6] Revista Perguntas e Respostas-Petrobrás
- [7] ELLWANGER, Gilberto Bruno; LIMA, Edison Castro Prates de; JACOB, Breno Pinheiro; SAGRILO, Luis Volnei SudaTi. Tecnologias de Exploração de Petróleo. MPB(Pós-Graduação executiva em Petróleo).UFRJ-2008
- [8] BRAGANÇA RIBEIRO, ELTON JORGE SANTOS. Análise de “risers” de plataformas marítimas tipo “Spar-Buoy”. Tese de Mestrado. UFRJ-1998
- [9] BAI, Young; BAI, Qiang. Subsea Pipelines and Risers. Editora Elsevier-2005
- [10] DET NORSKE VERITAS, Fatigue Design of Offshore Steel Structures (RP-C203) -2005
- [11] Revista Scientific American- Brasil. Edição especial ‘50 anos’-2009
- [12] ELLWANGER, Gilberto Bruno; LIMA, Alex Leandro. Tópicos Básicos de Hidrodinâmica Aplicados a Estruturas Offshore -2007
- [13] RESNICK, Robert; HALLIDAY, David; KRANE, Kenneth S. Física 2, 5ª Edição. Editora LTC-2002
- [14] BLEVINS, Robert D. Flow-Induced Vibration, 2ª Edição. Krieger Publishing Company Malabar, Florida-1994
- [15] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms- Working Stress Design (RP 2A- WSD)-2005
- [16] VANDIVER, J. Kim; LI Li. Shear7 V4.4 Program Theoretical Manual. Department of Ocean Engineering Massachusetts Institute of Technology -2005
- [17] TIMOSHENKO, Stephen P.; GERE, James E. Mecânica dos Sólidos. Volume 1. Livros Técnicos e Científicos Editora S.A.-1984

[18] CUNHA, M. Cristina C. Métodos Numéricos, 2º Edição. Editora Unicamp-2003

[19] LIMA, Silvio S.; SANTOS, Sérgio Hampshire de Carvalho. Análise Dinâmica de Estruturas. Editora Ciência Moderna-2008

[20] WILLIAMSON, C.H.K; GOVARDHAN, R. Vortex-Induced Vibration-2004

[21] Vídeos:

- offshore platform installation (2:21):
<http://www.youtube.com/watch?v=VjzYQBtjv9U>
- Rig Move (1:36):
<http://www.youtube.com/watch?v=zLLqXaWL1Vk>
- Lauching of a jacket (1) (8:01):
<http://www.youtube.com/watch?v=EewtDT7xQ9M&feature=related>
- Floating_Deepwater oil _ gas rig (6:01):
http://www.youtube.com/watch?v=c7_eyMXDkWl
- ALBACORA LESTE (7:49):
http://www.youtube.com/watch?v=kjbdJQ9bi_k
- Experimento de Reynolds
http://www.youtube.com/watch?v=xFCXGXOHO_s&NR=1